



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**UNIVERSIDAD DE CUENCA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA  
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO”**

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO

**AUTORES:**

JUAN PABLO CAJISACA VILLA

JULIO ROBERTO GOMEZ PEÑA

**DIRECTOR:**

ING. CARLOS CAYETANO DURÁN NORITZ

**CUENCA-ECUADOR**

**OCTUBRE 2014**



## **RESUMEN**

En el presente trabajo de tesis, se dan a conocer los principales aspectos a considerar para la automatización de la Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo, perteneciente a ELECAUSTRO S.A. la cual se conecta directamente a un alimentador de la Empresa de distribución de la zona.

Como punto de partida se considera la particularidad de tratarse de generación distribuida, observando sus características operativas para su conexión en la red de distribución siguiendo las recomendaciones del estándar IEEE 1547.

En la descripción de los equipos que son parte de la minicentral, se enfoca en el funcionamiento de cada uno de ellos, identificando sus señales de entrada o salida, así como su tipo.

Luego se definen las tres secuencias principales de operación: arranque, parada normal y parada de emergencia; para cada secuencia se desarrolla los pasos para realizar las tareas. Así mismo, para el desarrollo de las secuencias se consideran las restricciones de cada equipo, condiciones iniciales para el arranque y los criterios para una parada normal o una parada de emergencia.

De otro lado, se considera también el proceso para realizar la integración de la minicentral con el Centro de Control de Saymirín; se presenta una propuesta de pantallas con la información necesaria sobre los equipos que conforman la minicentral para incorporar al SCADA y una propuesta de pantallas para el IHM de casa de máquinas y tanque de carga.

Finalmente se presenta la arquitectura de comunicación, donde se puede apreciar las conexiones de los equipos y los protocolos de comunicación que se emplean.

## **PALABRAS CLAVE**

Generación Distribuida; Control automático; Telecomando; SCADA; Protocolos de Comunicación.



## **ABSTRACT**

In the present thesis work, are given to know the main aspects to be considered for the automation of the Hydroelectric Minicentral Gualaceo, property of ELECAUSTRO S.A, which connects directly to a feeder from the local electric distribution utility.

As a starting point, the particularity of being distributed generation, are considered for the connection into the distribution network, following the recommendations of the standard IEEE 1547.

Describing of the equipment that are part of the minicentral, the focuses on the operation of each one of them, identifying the input or output signals, as well as its type.

Then, are defined the three major sequences of operation: start-running, normal stopping, and emergency stopping; for each sequence, the steps are developed for perform the tasks. As same for the development of the sequences, was considered the individual restrictions for each equipment, starting conditions, and the criteria for normal stopping or emergency stopping.

On the other hand, is considered also the process for integration of the minicentral with the Control Center in Saymirín; presents a proposal for screens that shows the information required from the equipment to incorporate into the SCADA, and a proposal of screens for HMI for the powerhouse and the reservoir tank.

Finally, presents the architecture of communication, where can be appreciated the equipment connections and communication protocols used.



## ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS.....	09
ÍNDICE DE TABLAS.....	11
Capítulo 1 INTRODUCCIÓN .....	20
1.1 ANTECEDENTES .....	20
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	21
1.3 ALCANCE .....	21
1.4 METODOLOGÍA .....	22
1.5 OBJETIVOS.....	22
1.5.1 OBJETIVO GENERAL .....	22
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	23
Capítulo 2 CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	24
2.1 CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	24
2.2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....	24
2.3 MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....	25
2.3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....	25
2.4 CENTRALES ATENDIDAS Y NO ATENDIDAS .....	26
2.5 GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	27
2.5.1 MODALIDADES DE CONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....	27
2.5.2 CONEXIÓN DE LA MINICENTRAL A LA RED .....	28
2.6 ESTANDAR IEEE 1547 .....	30
2.6.1 REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	30
2.6.2 SINCRONIZACIÓN .....	31
2.6.3 MONITOREO .....	31
Capítulo 3 PROCESOS, SEÑALES Y SISTEMAS DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO .....	33
3.1 INTRODUCCIÓN .....	33
3.2 SEÑALES ELÉCTRICAS .....	33
3.2.1 CLASIFICACIÓN DE SEÑALES .....	33
3.3.1 PROPIEDADES DE LOS SENSORES Y TRANSDUCTORES.....	34
3.3.2 TIPOS DE SENSORES Y TRANSDUCTORES .....	35
3.4 SENSORES Y TRANSDUCTORES EN LOS SISTEMAS DE LA MINICENTRAL GUALACEO .....	36
3.5 SISTEMAS Y SEÑALES EN LA MINICENTRAL GUALACEO.....	36





3.5.1 TANQUE DE CARGA.....	37
3.5.2 HIDROMECÁNICO .....	43
3.5.3 TURBINA.....	45
3.5.4 GENERADOR.....	50
3.5.5 SUBESTACIÓN.....	56
3.5.6 SERVICIOS AUXILIARES.....	58
<b>Capítulo 4 CONTROL DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA</b>	
<b>GUALACEO.....</b>	<b>63</b>
4.1 INTRODUCCIÓN .....	63
4.2 EL CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC) .....	63
4.2.1 SAITEL 2000DP .....	64
4.2.2 PLC SAITEL DR.....	68
4.3 CATCONFIG TOOL.....	68
4.3.1 ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ARQUITECTURA SOFTWARE .....	70
4.3.2 CATCONFIG TOOL PARA LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICAS	
GUALACEO .....	71
4.4 ISAGRAF .....	77
4.4.1 DICCIONARIO .....	77
4.4.2 INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN CON OTRAS APLICACIONES .....	79
4.4.3 CICLO DE EJECUCIÓN .....	80
4.4.4 LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN.....	81
4.5 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL PARA	
MINICENTRAL GUALACEO .....	84
4.5.1 PLC DE CONTROL DE MÁQUINA (UCPG) .....	84
4.5.2 PLC TANQUE DE CARGA (UCPTC).....	85
4.6 PROCESOS PARA LA OPERACIÓN DE LA MINICENTRAL	
HIDROELÉCTRICA GUALACEO.....	85
4.6.1 MODOS DE SERVICIO .....	86
4.6.2 MODOS DE OPERACIÓN.....	86
4.6.3 CONDICIONES INICIALES .....	86
4.6.4 ESTRUCTURA DE LAS SECUENCIAS .....	88
4.6.5 SECUENCIAS DE ARRANQUE DE GENERADOR .....	89
4.6.6 OPERACIÓN DE LA MINICENTRAL .....	90
4.6.7 SECUENCIA DE PARADA NORMAL.....	90
4.6.8 PARADA DE EMERGENCIA.....	91



<b>Capítulo 5 DESARROLLO DEL SISTEMA SCADA PARA LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO .....</b>	<b>93</b>
<b>5.1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>93</b>
<b>5.2 CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA SCADA .....</b>	<b>93</b>
<b>5.3 EL SISTEMA SCADA EN LA PIRÁMIDE DE AUTOMATIZACIÓN .....</b>	<b>94</b>
5.3.1 NIVEL I (ELEMENTOS DE CAMPO).....	95
5.3.2 NIVEL II (CONTROL) .....	95
5.3.3 NIVEL III (SUPERVISIÓN).....	95
5.3.4 NIVEL IV (PRODUCCIÓN) .....	96
5.3.5 NIVEL V (GESTIÓN).....	96
<b>5.4 ELEMENTOS DE UN SISTEMA SCADA .....</b>	<b>96</b>
5.4.1 HARDWARE DE UN SISTEMA SCADA .....	96
5.4.2 SOFTWARE .....	97
<b>5.5 IMPLANTACIÓN DE LA MINICENTRAL GUALACEO AL SISTEMA SCADA DE SAYMIRÍN .....</b>	<b>98</b>
5.5.1 PASO 1: ADQUISICIÓN DE DATOS .....	98
5.5.2 PASO 2: LÓGICAS PLC .....	98
5.5.3 PASO 3: VERIFICAR COMUNICACIÓN .....	99
5.5.4 PASO 4: SEÑALES EN EL SCADA Y PROCESO OMNICON .....	99
5.5.5 PASO 5: PANTALLAS EN SCADA.....	100
5.5.6 PASO 6: REINICIAR EL SCADA SAYMIRÍN .....	100
<b>5.6 ESTRUCTURA DEL SISTEMA SCADA.....</b>	<b>100</b>
5.6.1 GRADO DE AUTOMATIZACIÓN.....	100
5.6.2 MODOS Y MANDOS DE OPERACIÓN .....	100
<b>5.7 TELVENT OASyS DNA.....</b>	<b>101</b>
5.7.1 COMPONENTES DEL OASyS.....	101
5.7.2 ARQUITECTURA.....	103
<b>5.8 ADE .....</b>	<b>104</b>
<b>5.9 PANTALLAS SCADA.....</b>	<b>105</b>
5.9.1 TANQUE DE CARGA.....	106
5.9.2 UNIFILAR .....	106
5.9.3 SECUENCIA ARRANQUE .....	107
5.9.4 SECUENCIA PARADA NORMAL.....	107
5.9.5 SECUENCIA PARADA EMERGENCIA .....	108
5.9.6 SERVICIOS AUXILIARES .....	108



5.9.7 TURBINA PELTON.....	108
5.9.8 GENERADOR.....	109
5.10 PANTALLAS IHM CASA DE MÁQUINAS .....	109
5.10.1 PANTALLA PRINCIPAL .....	109
5.10.2 SECUENCIAS .....	110
5.10.3 GOBERNADOR DE CARGA.....	111
5.10.4 TURBINA.....	112
5.10.5 COJINETES .....	113
5.10.6 ALARMAS.....	114
5.10.7 UNIFILAR.....	114
5.10.8 GENERADOR.....	115
5.10.9 VÁLVULA MARIPOSA .....	117
5.10.10 TANQUE DE CARGA .....	117
5.11 IHM TANQUE DE CARGA .....	118
5.12 REPORTES .....	120
Capítulo 6 SISTEMA DE COMUNICACIÓN Y TELECOMANDO PARA LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO .....	121
6.1 GENERALIDADES .....	121
6.2 ELEMENTOS BÁSICOS DE UNA RED DE COMUNICACIONES ...	121
6.3 MODELO DE PROTOCOLOS DE TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN 121	
6.3.1 <i>MODELO OPEN SYSTEMS INTERCONNECTION (OSI)</i> .....	122
6.3.2 MODELO TCP/IP .....	124
6.4 RED ETHERNET .....	126
6.4.1 ELEMENTOS DE UNA RED ETHERNET .....	126
6.4.2 TOPOLOGÍA DE RED .....	128
6.5.1 IEC 60870-5-104 .....	128
6.5.2 IEC 61850.....	131
6.5.3 MODBUS .....	136
6.6.4 PROTOCOLO ICCP .....	137
6.7 ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN DE LA MINICENTRAL GUALACEO .....	140
6.7.1 PROTOCOLO SIMPLE DE HORA DE RED (SNTP) .....	142
6.8 REGULACIÓN No. CONELEC – 005/08 “REQUERIMIENTOS PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO POR PARTE DEL CENACE” .....	142



<b>6.8.2 ENTREGA DE LA INFORMACIÓN.....</b>	<b>142</b>
<b>6.8.3 PARÁMETROS TÉCNICOS QUE DEBEN CUMPLIR LAS SEÑALES</b>	
<b>.....</b>	<b>143</b>
<b>Capítulo 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>144</b>
<b>7.1 CONCLUSIONES .....</b>	<b>144</b>
<b>7.2 RECOMENDACIONES .....</b>	<b>145</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>146</b>
<b>CAPITULO 3 .....</b>	<b>149</b>
<b>ANEXOS CAPITULO 4 .....</b>	<b>156</b>
<b>ANEXOS CAPITULO 5 .....</b>	<b>174</b>
<b>ANEXOS CAPITULO 6 .....</b>	<b>196</b>
<b>GLOSARIO .....</b>	<b>198</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 esquema general del sistema de automatización.....	27
Figura 2.2 Curva diaria de potencia activa en el alimentador N° 1523.....	29
Figura 2.3 Curva diaria de potencia reactiva en el alimentador N°1523.....	29
Figura 2.4 Esquema simplificado de la conexión de la minicentral Gualaceo. .	30
Figura 3.1 Sistemas, subsistemas y equipos del tanque de carga.....	37
Figura 3.2 Sistemas, subsistemas y equipos de la minicentral. ....	37
Figura 3.3 Grafico del distribuidor. ....	46
Figura 3.4 Gobernador de carga .....	48
Figura 3.5 Esquema de conexión del sistema de puesta a tierra.....	51
Figura 3.6 Esquema de conexiones del AVR MIC 100 de Marelli Energy Controller. tomado: de manual AVR.....	55
Figura 4.1 Funcionamiento básico de un PLC.....	63
Figura 4.2 Pasos que realiza el PLC. ....	64
Figura 4.3 Arquitectura SAITEL 2000DP.....	64
Figura 4.4 Indicadores luminosos.....	65
Figura 4.5 Módulo de adquisición local. ....	66
Figura 4.6 Estructura de software para las RTU de Saitel. ....	69
Figura 4.7 Estructura de coreDb. ....	69
Figura 4.8 Canales de comunicación. ....	72
Figura 4.9 Definición de Bin. ....	72
Figura 4.10 Definición de Bin. ....	73
Figura 4.11 Configuración de variables tipo status.....	75
Figura 4.12 Configuración de variables tipo analog. ....	76
Figura 4.13 Configuración de variables tipo comand. ....	76
Figura 4.14 Workbench y kernel.....	77
Figura 4.15 Diccionario del programa. ....	78
Figura 4.16 Parámetros de una variable booleana.....	78
Figura 4.17 Parámetros de una variable analógica. ....	79
Figura 4.18 Parámetros de una variable temporizada.....	79
Figura 4.19 Exportación de variables. ....	79
Figura 4.20 Importación de variables. ....	80
Figura 4.21 Tarjetas E/S.....	80
Figura 4.22 Ciclo de ejecución. ....	81
Figura 4.23 Programación con FDB. ....	82
Figura 4.24 Programación con LD.....	82
Figura 4.25 Programación en IL. ....	83
Figura 4.26 Programación en ST. ....	83
Figura 5.1 Arquitectura general de un sistema SCADA. ....	94
Figura 5.2 Pirámide de automatización. ....	95
Figura 5.3 Esquema básico sistema SCADA. ....	96
Figura 5.4 Tiempo real. ....	102
Figura 5.5 Servicios Históricos. ....	102



Figura 5.6 ezXOS.....	103
Figura 5.7 Arquitectura OASyS. ....	104
Figura 5.8 Tareas de ADE.....	105
Figura 5.9 Menú principal.....	110
Figura 5.10 Secuencias.....	111
Figura 5.11 Gobernador de carga. ....	112
Figura 5.12 Turbina. ....	113
Figura 5.13 Cojinetes. ....	113
Figura 5.14 Alarmas. ....	114
Figura 5.15 Unifilar. ....	115
Figura 5.16 Generador. ....	116
Figura 5.17 Medidas eléctricas.....	116
Figura 5.18 Válvula mariposa.....	117
Figura 5.19 Tanque de carga. ....	118
Figura 5.20 Principal Tanque de carga. ....	119
Figura 5.21 Minicentral. ....	120
Figura 6.1 Modelo OSI. ....	122
Figura 6.2 Modelo TCP/IP. ....	124
Figura 6.3 Arquitectura de protocolos modelo TCP/IP. ....	125
Figura 6.4 Topología red árbol. ....	128
Figura 6.5 Arquitectura para IEC 60870-5-104.....	129
Figura 6.6 Estructura de la norma IEC 61850. ....	132
Figura 6.7 Modelación de los Nodos Lógicos.....	133
Figura 6.8 Estructura de los Nodos lógico y objetos Lógicos Device. ....	134
Figura 6.9 Modelo Maestro/Esclavo. ....	136



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Capacidad de transformación instala en el alimentador n° 1523. ....	28
Tabla 2-2 Capacidad de transformación instalada en el alimentador N°1523. .	28
Tabla 2-3 tiempo de despeje según nivel de tensión. ....	31
Tabla 2-4 Tiempos máximos de compensación y si son > 30 kW, por defecto los tiempos de compensación. ....	32
Tabla 2-5 Armónicos que no se debe exceder .....	32
Tabla 2-6 Límites de los parámetros de sincronización de interconexión sincrónica a una EPS o una EPS locales energizados a una EPS área energizada.....	32
Tabla 3-1 Características principales PLC Saitel DR. ....	39
Tabla 3-2 Características generales HMI. ....	41
Tabla 3-3 Características NVR.....	42
Tabla 3-4 Señal al PLC del tanque de carga.....	43
Tabla 3-5 Sensor de flujo. ....	43
Tabla 3-6 Señales del Bypass.....	44
Tabla 3-7 Señales de la válvula mariposa.....	45
Tabla 3-8 Rendimiento de la turbina a diferentes caudales. ....	45
Tabla 3-9 Señales de la turbina.....	46
Tabla 3-10 Señales de los inyectores y deflectores. ....	47
Tabla 3-11 Señales del gobernador de carga. ....	50
Tabla 3-12 Características del generador implantado en la minicentral Gualaceo.....	50
Tabla 3-13 Señales del generador. ....	51
Tabla 3-14 Señales al Relé MICOM P343. ....	52
Tabla 3-15 Protecciones Relé MICOM P343.....	53
Tabla 3-16 Señales AVR. ....	55
Tabla 3-17 Características Interruptor de Potencia. ....	56
Tabla 3-18 Características transformador de potencia.....	57
Tabla 3-19 Señales al relé Micom P142.....	58
Tabla 3-20 Protecciones del relé Micom P142. ....	58
Tabla 3-21 Señales enviadas vía MODBUS al PLC del cargador de baterías. 60	
Tabla 3-22 Señales recibidas vía MODBUS desde el PLC al cargador de baterías. ....	61
Tabla 4-1 Tipo de señales.....	74
Tabla 6-3 Características de Ethernet.....	126
Tabla 6-4 Modo de comunicación Serial RTU. ....	137
Tabla 6-5 Modo de comunicación serial ASCII.....	137
Tabla 6-6 Señales analógicas. ....	143
Tabla 6-7 Señales digitales. ....	143



Yo, *Juan Pablo Cajisca Villa*, autor de la tesis “**ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO**”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, octubre de 2014

Juan Pablo Cajisca Villa

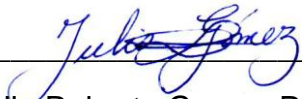
C.I: 0105207393





Yo, *Julio Roberto Gomez Peña*, autor de la tesis “**ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO**”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, octubre de 2014

  
\_\_\_\_\_  
Julio Roberto Gomez Peña  
C.I: 1713249108



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Yo, Juan Pablo Cajisaca Villa, autor de la tesis **“ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre de 2014

Juan Pablo Cajisaca Villa


C.I: 0105207393



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Yo, Julio Roberto Gomez Peña, autor de la tesis **“ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, octubre de 2014

  
\_\_\_\_\_  
Julio Roberto Gomez Peña  
C.I: 1713249108



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO HA  
SIDO DESARROLLADO POR LOS SRS.:

JUAN PABLO CAJISACA VILLA  
JULIO ROBERTO GOMEZ PEÑA

ING. CARLOS DURÁN NORITZ

DIRECTOR DE TESIS



## **AGRADECIMIENTO**

Al concluir el presente trabajo de tesis, primeramente agradecemos a Dios por darnos la fortaleza y sabiduría para alcanzar la meta de la formación profesional. Capitulo

A nuestro director de tesis, nuestro sincero sentido de gratitud por la guía y apoyo a lo largo del trabajo, al Ingeniero Carlos Durán Noritz.

Así también, a los Ingenieros Geovanny Zambrano, Santiago Villalba, Marcelo Gomezcuello, y a la Sr. Malena Ávila, por su colaboración en el transcurso de este trabajo de tesis.

De igual manera, agradecemos a la Universidad de Cuenca, por darnos la oportunidad de formarnos como profesionales y a cada uno de los profesores que nos compartieron sus conocimientos y experiencia.

A la empresa ELECAUSTRO S.A. y a su gerente el Ingeniero Antonio Borrero, por brindarnos la oportunidad y abrirnos las puertas para el desarrollo de nuestra tesis de grado.

De manera muy especial a nuestros amigos y compañeros que nos acompañaron en las aulas brindando su apoyo en los momentos adversos a lo largo de la formación académica.

Los Autores



## **DEDICATORIA.**

A mis padres, Carmela Villa y Manuel Cajisaca.

Por el apoyo incondicional en todo momento, consejos y la paciencia que supieron tener.

Muchas Gracias.

A mis hermanos, Marco, Jorge, Narciza, Alexandra y especialmente a Ivan Cajisaca mil gracias por su apoyo muchachos.

Juan Pablo Cajisaca Villa



## **DEDICATORIA.**

A mis Padres Julio Gomez y Mariana Peña, muchas gracias por su cariño, apoyo, consejos, ejemplos, guía y sobre todo paciencia.

A mi hermano Juan Carlos, gracias por su amistad, su apoyo.

A mis tías Yolanda y Aida gracias por el cariño y el apoyo que siempre han brindado.

A mis primos Pamela, Esteban y Richard gracias por su amistad y apoyo incondicional.

Julio Roberto Gomez Peña



## CAPÍTULO 1

### INTRODUCCIÓN

#### 1.1 ANTECEDENTES

La Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo se encuentra ubicada a 4 km del cantón Gualaceo, en la localidad de Sumblid, a orillas del río San Francisco, en la vía a Limón; fue construida por el antiguo INECCEL e inaugurada en 1968, pero luego de 16 años de operación, en el año 1984, la central se paraliza hasta la fecha.

Debido al cambio de la matriz energética que impulsa, el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, se ha considerado la posibilidad de rehabilitación de varias centrales y minicentrales hidroeléctricas, una de ellas es la Minicentral de Gualaceo.

La rehabilitación de la Minicentral Gualaceo se realiza a través de un convenio entre el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y la empresa ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO, ELECAUSTRO S.A (ELECAUSTRO), el cual comenzó desde el 25 de octubre de 2011 debiendo finalizar en noviembre de 2014 con la operación comercial de la minicentral.

Actualmente la minicentral pertenece a ELECAUSTRO, que está realizando la rehabilitación. El proyecto entregará la energía eléctrica generada a la red de distribución de la zona, para ello se conecta al alimentador #1523 de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Se han realizado los estudios de prefactibilidad y factibilidad dando como resultado que es posible realizar la rehabilitación y una repotenciación de la minicentral, con este fin la casa de máquinas será reubicada a unos 300 metros, de la antigua casa de máquinas, obteniendo casi 70 metros de desnivel adicional, permitiendo aprovechar aproximadamente el mismo caudal pero con una nueva altura neta de 163,49 metros para obtener una generación de aproximadamente 970kW.

Este tipo de minicentrales permite tener fuentes de generación embebidas en los sistemas de distribución localizados cerca de los centros de consumo, reduciendo así pérdidas en la transmisión de energía, así también logrado una mejor regulación de tensión y frecuencia. Esto es uno de los principios de la generación distribuida (GD), que promueven un uso más eficiente de la energía eléctrica.

Debido a que este tipo de centrales son muy pequeñas y el empleo de personal para la operación de la misma puede representar un costo elevado con respecto a la cantidad de energía que se genera, se considera como una





opción viable la implantación de un sistema que permita una operación no atendida en sitio sino telecomandada.

## 1.2 JUSTIFICACIÓN

Debido a que todas las centrales necesitan un sistema de control dependiendo de sus características y necesidades, independientemente que este sistema sea atendido o no atendido (con telecomando), se requiere analizar el tipo de control a ser implantado; actualmente en las centrales modernas y a pequeña escala, los sistemas de control automático son los más utilizados.

Entonces la razón para desarrollar el presente trabajo de tesis es plantear la lógica de programación, que permita implementar un sistema de control automático para el funcionamiento de forma no atendida y telecomandada de la MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO, la misma que además estará embebida en un sistema eléctrico de distribución; todo mediante el uso de tecnología que permita tener un manejo eficiente de los recursos técnicos y económicos.

Además, la presente propuesta pretende dar algunas pautas para que se apliquen en futuros proyectos similares, que motiven impulsar el cambio de la matriz energética mediante una generación distribuida a pequeña escala.

## 1.3 ALCANCE

El presente trabajo mostrará en su primera parte una recopilación de información y características de los elementos que conformarán la minicentral tales como: sistemas hidráulicos, electromecánicos, generador, regulador de velocidad, regulador de tensión, instrumentación de adquisición de datos, procesamiento de datos, actuadores, Interfaz Hombre-Máquina (IHM) y estándares concernientes a los protocolos de comunicación.

En una segunda parte se definirán los criterios de conexión y desconexión en condiciones de operación normales y en presencia de disturbios, con el fin de conectar a la central a una red de distribución eléctrica según los lineamientos del estándar IEEE 1547, “1547 *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*”.

Entonces, con los criterios e información obtenidos en las fases anteriores, se desarrollarán los esquemas de control automático y telecomando en el controlador lógico programable (PLC) con su respectiva lógica de programación de los procesos de arranque, operación normal y parada en condiciones normales y ante presencia de fallas, que permita la operación no atendida y telecomandada de la minicentral.



Luego se realizarán los esquemas y arquitectura de las pantallas para el IHM que permita desarrollar el sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), de cada uno de los sistemas de la minicentral y una base de datos del historial de operación de la minicentral.

En la parte final de este trabajo se definirán los criterios y estándares relacionados a los protocolos de comunicación que permitan la operación de la minicentral con el centro de control principal de ELECAUSTRO que está ubicado en la CENTRAL HIDROELECTRICA SAYMIRÍN V, y que deberán ser compatibles con el sistema SCADA empleado actualmente por la empresa.

## **1.4 METODOLOGÍA**

La metodología de investigación para realizar el presente trabajo en su primera parte se basa en el método deductivo, a través de la recopilación de información de forma general de centrales y minicentrales hidroeléctricas la misma que permitirá fundamentar todos los criterios, métodos y procesos de análisis a desarrollarse, para después enfocarnos a los sistemas de generación embebidos en las redes de distribución (sistemas de generación distribuida), criterios que serán empleados al caso de la Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo.

Para la segunda parte se basa en el método inductivo, enmarcado en el estudio de la configuración y funcionamiento del PLC e IHM. Para ello se considera el tipo de central y el sistema de control no atendido y telecomando que serán empleados en la minicentral, pues por su tecnología requiere una investigación detallada de todas las funciones de control, supervisión, monitoreo y comunicación que poseen para su correcto funcionamiento y aprovechar al máximo sus prestaciones. En esta parte es necesario considerar las normas técnicas y especificaciones respectivas de los elementos considerados.

Partiendo de la base teórica se procederá a desarrollar parte del estudio y análisis propuestos, para lo cual se emplea el método de investigación inductivo-deductivo; se aprovecha las herramientas computacionales de simulación, de forma que se pueda comparar y analizar los resultados obtenidos, teniendo presente que al final de este trabajo se plantea el sistema de control no atendido y telecomandado adecuado, considerando que la minicentral de generación será embebida en el sistema de distribución.

## **1.5 OBJETIVOS**

### **1.5.1 OBJETIVO GENERAL**

Plantear un sistema de control automático y de telecomando para la MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO aplicando los estándares y normas internacionales, para con esto permitir la automatización de los



procesos cumpliendo con las condiciones y consignas establecidas para que la central funcione de forma no atendida y telecomandada, embebida en un sistema eléctrico de distribución.

### 1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Recopilar y determinar características y parámetros de los elementos de la minicentral como: sistema de control, sistemas hidráulicos y electromecánicos.
2. Definir los diferentes procesos y variables de los sistemas que serán automatizados para hacer de la minicentral una de tipo “no atendida”.
3. Establecer el mecanismo para la adquisición de las diferentes señales de los sistemas ya sean digitales o analógicas de la minicentral.
4. Definir la programación básica para la operación de la minicentral según recomiendan las normas para una generación distribuida (IEEE 1547)
5. Establecer la secuencia de puesta en marcha y parada del generador en condición normal y ante presencia de diferentes tipos de fallas.
6. Crear las lógicas básicas a ser programadas en el PLC. Realizar una discriminación de cada una de las señales como son: señal de alarma, señal de disparo, avisos.
7. Establecer los esquemas y la arquitectura de las pantallas para el IHM y SCADA, de cada uno de los sistemas de la minicentral y una base de datos del historial de operación de la minicentral.
8. Estudiar la integración de la minicentral con el sistema OASYS TELVENT que utiliza ELECAUSTRO.
9. Realizar la lista de señales que se envió de reportes de despacho al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) mediante el *Inter Control Communications Protocol* (ICCP).



## CAPÍTULO 2

### CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

#### 2.1 CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La generación de energía eléctrica consiste en transformar algún tipo de energía primaria como la química, mecánica, térmica o luminosa en energía eléctrica. Para la transformación de la energía primaria en energía eléctrica se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas.

Para la transformación de energía se emplean generadores, los cuales no difieren en su principio de funcionamiento, más bien difieren en el aprovechamiento de la energía primaria que utilizan, por ende tenemos centrales térmicas, hidroeléctricas, eólicas, geotérmicas, mareomotrices, solares térmicas, solares fotovoltaicas.

Otra forma de clasificar las centrales es en: centrales eléctricas renovables en las cuales su energía primaria son los recursos no renovables como los derivados de petróleo, y las centrales renovables en donde su energía primaria son las fuentes renovables como el agua, aire o sol.

#### 2.2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La implantación de estas centrales requiere una gran inversión, sobretodo en la etapa de construcción donde predomina el coste de las obras civiles, que puede significar dos tercios del coste de la instalación aproximadamente. Pero podría alcanzar el 80%, o solo un 25%, si la central puede hacer usos de presas existentes y embalses.

En cambio los costos de operación y mantenimiento son bajos comparados con otras tecnologías, por esto las hidroeléctricas son las más rentables económicamente en comparación con los demás tipos de centrales eléctricas.

Por lo general estas centrales están ubicadas lejos de los centros de consumo, y el lugar donde se sitúan está restringido a las características geológicas del terreno. El aprovechamiento de esta energía se lo hace mediante las turbinas hidráulicas que son accionadas por el flujo o la presión que se ha desarrollado el agua en su descenso posteriormente a esto el agua debe ser retenida, direccionada y controlada.

La expresión para estimar el potencial en kilovatios de este recurso está dada por:

$$P = \rho Q g H \eta \quad (2.1)$$

Donde

$\rho$ : Densidad del agua 1 kg/m<sup>3</sup> aproximadamente.

$Q$ : Caudal del agua que circula por las tuberías hasta las turbinas en m<sup>3</sup>/s.

$G$ : Aceleración de la gravedad 9.8 m/s<sup>2</sup> aproximadamente.



H: Desnivel neto del agua en metros.

H: Rendimiento de todo el sistema.

El rendimiento está dado por la suma de todas las pérdidas de energía debido al rozamiento y turbulencias del agua en los canales de conducción y tuberías.

En las centrales hidroeléctricas tenemos los siguientes términos empleados:

- **Nivel.-** Es la horizontal de la superficie de un terreno, o la que logra la superficie libre de los líquidos. También se define como nivel a la altura de aquellas superficies o de un punto cualquiera respecto de otro punto de referencia.
- **Cota.-** Valor de la altura resultante de un nivel tomando la base del nivel del mar a la que se encuentra una superficie o punto respecto al nivel del mar.
- **Salto de agua.-** desnivel de las masas de agua, más o menos constante, a otro inmediatamente inferior. El salto también es la diferencia de cota y se expresa en metros.
- **Caudal.-** Cantidad de fluido en este caso agua que circula a través de cada una de las secciones de conducción abierta o cerrada en  $m^3/s$ .

## 2.3 MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Es utilizada para la generación de energía eléctrica en pequeña escala, a partir de la energía potencial del agua. Es considerada como energía renovable. Este tipo de central han sido utilizadas a lo largo del tiempo debido a su pequeño tamaño, con lo que se tiene un costo inicial bajo y fácil instalación.

En el Ecuador se considera una como una minicentral aquella que tiene una potencia instalada entre 100 kW y 1000 kW<sup>1</sup>.

### 2.3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Existen dos tipos de minicentrales hidroeléctricas:

- Centrales a con regulación
- Centrales de agua fluyente o de paso

#### 2.3.1.1 CENTRAL CON REGULACIÓN

Este tipo de centrales tienen regulación. El agua que se utiliza para la generación eléctrica se almacena en una presa. Una ventaja es que al tener almacenada el recurso hídrico no depende de las lluvias estacionales. Los principales elementos de esta central son:

- Presa
- Toma de agua
- Tubería forzada

---

<sup>1</sup> [http://www.conelec.gob.ec/archivos\\_articulo/Atlas.pdf](http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf); Pág. 50.



- Casa de máquinas
- Canal de salida

### **2.3.1.2 CENTRAL DE AGUA FLUYENTE O DE PASO**

En este tipo de central, el agua que se utiliza para la generación se capta del cauce del río, por medio de una obra de toma, se turbiniza el agua y se devuelve el agua al río en un punto distinto de la captación. La minicentral Gualaceo es de este tipo; sus componentes son:

**Azud:** Es una construcción que se realiza en el lecho de un río con el fin de contener el agua, produce una elevación del agua para que se pueda derivar una parte y la otra parte pueda verter por encima. Este tipo de construcción no almacena agua.

**Toma de agua:** Son construcciones que se realizan para permitir captar el agua del río y llevarla hacia la casa de máquinas por medio de un sistema de conducción. En estas construcciones se requieren compuertas para direccionar o detener el paso del agua cuando sea necesario.

**Cámara de carga:** Esta construcción se encuentra ubicada en la parte final del canal abierto, luego de este inicia la tubería de presión. Tiene la capacidad de suministrar un volumen suficiente de agua para el arranque de las turbinas sin intermitencia, es decir que contrarresta las pequeñas oscilaciones que se pueden producir.

**Tubería de presión:** Es la última parte de la conducción del agua captada, que va a ser turbinada en la casa de máquinas, la tubería de presión debe ser diseñada para soportar grandes presiones de agua.

**Casa de máquinas:** Es la edificación en la cual se encuentran las máquinas: turbinas, generador, elementos de regulación y de control.

**Descarga:** Sirve para devolver el agua turbinada en la casa de máquinas hacia el río.

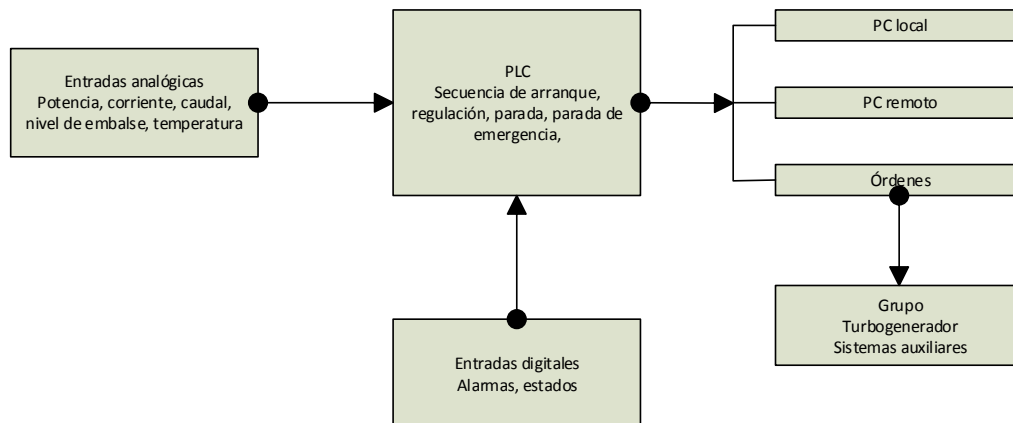
### **2.4 CENTRALES ATENDIDAS Y NO ATENDIDAS**

Una central eléctrica atendida es aquella que tiene un sistema de control automático parcial, por lo que necesita de la presencia de personal de operación.

En una central no atendida es aquella en la que se realiza una automatización total. Esto permite reducir los costes tanto de mantenimiento como de la operación, se aumenta la seguridad de los equipos y permite optimizar el uso energético de la instalación.

El grado de automatización va a depender básicamente del tipo de central y del presupuesto. En el caso de la Minicentral hidroeléctrica Gualaceo, se automatizan todos los procesos de arranque, regulación de tensión, parada de

la central. La minicentral no posee sistemas de lubricación y refrigeración, freno de generador, reduciendo así los equipos en los que se automatiza.



**FIGURA 2.1 ESQUEMA GENERAL DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN.**

Tomado de: [http://idae.electura.es/publicacion/260/minicentrales\\_hidroel%C3%A9ctricas](http://idae.electura.es/publicacion/260/minicentrales_hidroel%C3%A9ctricas) pág. 62

## 2.5 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Inicialmente la generación de energía eléctrica comenzó como generación distribuida, ya que se ubicaban centrales pequeñas de generación cerca a los centros de consumo, con el tiempo se fue cambiando y los grandes centros de generación se situaron lejos de los centros de consumo.

Si bien la generación distribuida no tiene un concepto único sino, un concepto básico es que la generación distribuida es un centro de generación eléctrica que se conecta directamente a la red de distribución de energía eléctrica y se encuentra ubicada cerca de un centro de consumo.

En un sistema de generación distribuida tiene algunas ventajas

- Reducción de pérdidas en transmisión y distribución.
- Abastecimiento en zonas remotas.
- Libera capacidad del sistema de transmisión.
- Proporciona mayor control de energía reactiva.
- Reduce costos causados por las estructuras de distribución.
- La tecnología de generación distribuida es modular, se puede producir en masa por lo que se reducen costos.
- Hay un mejor control de reservas y regulación.
- Uso de energías renovables.
- Costo de inversión bajo

### 2.5.1 MODALIDADES DE CONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Existen modalidades para realizar la conexión de una central de generación distribuida con la red de distribución, una de ellas es con sistemas conectados a la red donde podemos encontrar estaciones de energía que alimentan a la red y la otra modalidad de conexión son sistemas que intercambian energía con la red.





En un sistema conectado a red, tenemos una central de generación distribuida que se encuentra conectada y entregando toda la energía que se está produciendo directamente a la red de distribución como es el caso de la minicentral Gualaceo.

En un sistema que intercambia energía con la red, los consumidores que se encuentran conectados a la red eventualmente, poseen sistemas de generación eléctrica que les permite autoabastecerse y sus excedentes pueden ser entregados a la red eléctrica.

La otra modalidad de generación distribuida es un sistema aislado constituyendo una microrred, este es un sistema básicamente creado con la finalidad de suministrar energía eléctrica en lugares remotos que se encuentran aislados.

## 2.5.2 CONEXIÓN DE LA MINICENTRAL A LA RED

La minicentral hidroeléctrica Gualaceo será conectada en el alimentador N° 1523 de la subestación N° 15, actualmente se encuentra instalada una capacidad de transformación de 14,890 kVA. Se observa la distribución en la tabla 2.1.

TIPO	Capacidad (kVA)	Conexión
Monofásico (FASE A)	3802,5	$Y_n - Y_n$
Monofásico (FASE B)	2345	
Monofásico (FASE C)	1940	
TRIFÁSICO	6802,5	$D - Y_n$
TOTAL	14890	

TABLA 2-1 CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN INSTALADA EN EL ALIMENTADOR N° 1523.

Tomado: Tesis "Calibración y coordinación de las protecciones de la minicentral hidroeléctrica Gualaceo"

El alimentador presenta característica rural en donde predomina la carga monofásica como se presenta en la tabla 2.2

Tipo	Carga (KVA)	Carga (kW)	Carga (kVAR)	# Abonados
Monofásico (FASE A)	791	657	324	2478
Monofásico (FASE B)	657	553	273	2049
Monofásico (FASE C)	634	535	263	2045
TRIFÁSICO	1848	1681	717	1937
TOTAL	3930	3426	1577	8509

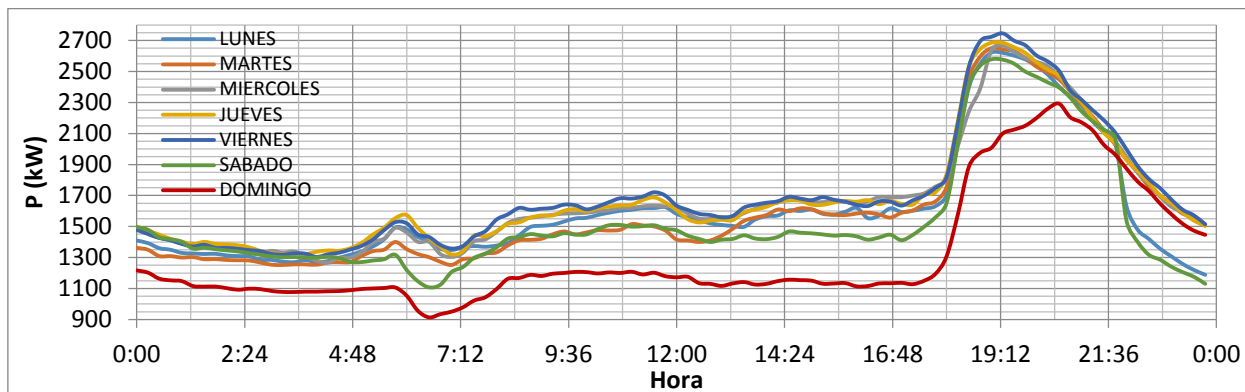
TABLA 2-2 CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN INSTALADA EN EL ALIMENTADOR N°1523.

Tomado: Tesis "Calibración y coordinación de las protecciones de la minicentral hidroeléctrica Gualaceo"



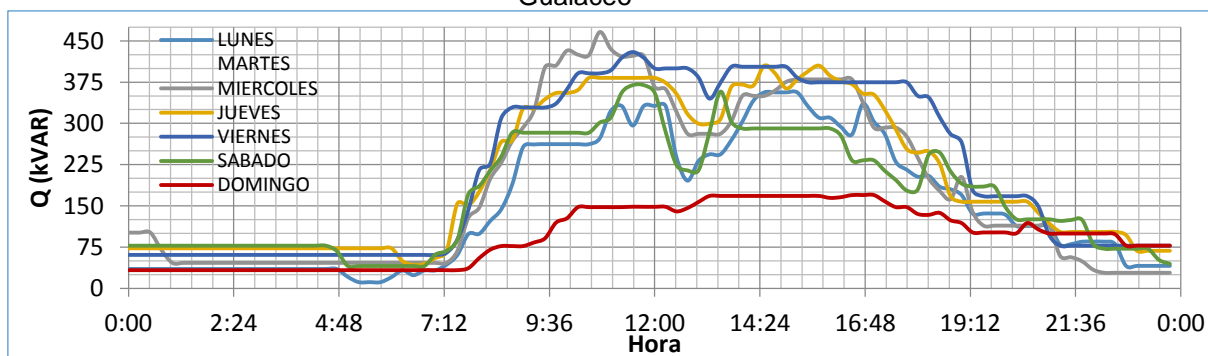


La carga instalada presenta una demanda variable de tipo residencial. En la figura 2.2 se observa las curvas diarias de potencia activa producidas en una semana del mes de septiembre, mientras en la figura 2.3 se presenta la potencia reactiva.



**FIGURA 2.2 CURVA DIARIA DE POTENCIA ACTIVA EN EL ALIMENTADOR N° 1523.**

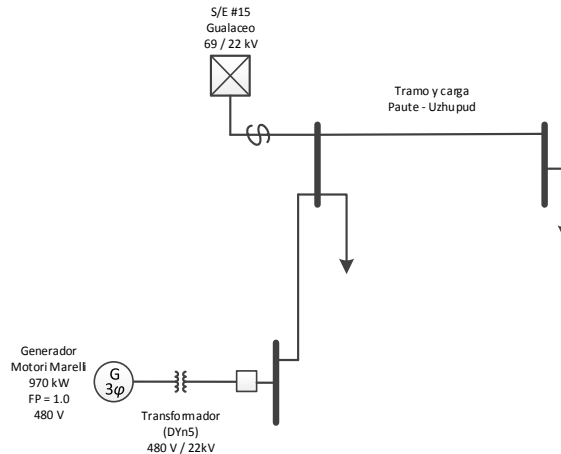
Tomado: Tesis “Calibración y coordinación de las protecciones de la minicentral hidroeléctrica Gualaceo



**FIGURA 2.3 CURVA DIARIA DE POTENCIA REACTIVA EN EL ALIMENTADOR N°1523.**

Tomado: Tesis “Calibración y coordinación de las protecciones de la minicentral hidroeléctrica Gualaceo

De manera rápida la configuración del alimentador esta compuesta por dos ramales el primero sale desde el alimentador hacia Paute-Uzhupud y el otro ramal hacia la minicentral. En la figura 2.4 se tiene un modelo resumido del alimentador.



**FIGURA 2.4 ESQUEMA SIMPLIFICADO DE LA CONEXIÓN DE LA MINICENTRAL GUALACEO.**

Tomado: Tesis “Calibración y coordinación de las protecciones de la minicentral hidroeléctrica Gualaceo

## 2.6 ESTANDAR IEEE 1547<sup>2</sup>

Este es estándar elaborado por *The Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), que nos sirve de guía para tener en cuenta cuales son los principales aspectos para poder conectar una generación distribuida al sistema de distribución de forma segura.

### 2.6.1 REGULACIÓN DE TENSIÓN

La generación distribuida no debe regular activamente la tensión del punto de conexión común. Esto quiere decir que bajo ninguna circunstancia la central de generación distribuida es la que impone el nivel de tensión, es el sistema de distribución el que impone el nivel de tensión que debe entregar la generación distribuida en el punto de conexión.

Así se puede minimizar las oportunidades que el generador distribuido opere como isla no intencional. Además para que no se produzcan interferencias con los equipos de regulación de la distribuidora, está puede requerir que el generador distribuido mantenga un factor de potencia dado, con el fin de mantener los perfiles de tensión en el punto de conexión.

El esquema de conexión a tierra de la interconexión de la generación distribuida no debe causar sobretensiones que excedan el rango del equipo conectado a la zona de Sistema eléctrico de potencia y no perturbar la coordinación de la protección de falla a tierra.

El rango de tensión admisible varía según el nivel de la tensión; un valor de uso general en Ecuador es de 5% alrededor del valor de la tensión nominal.

<sup>2</sup> IEEE 1547; National Standard for Interconnecting Distributed Generation; Published by: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc; New York; 2003.



## 2.6.2 SINCRONIZACIÓN

La Generación distribuida está en paralelo al sistema eléctrico de potencia sin provocar una fluctuación de la tensión en el punto de conexión común que sobrepase el  $\pm 5\%$  de la tensión de la zona, y mantenerse un nivel de *flicker* permitido.

Los *flickers* se producen por impulsos producidos por la generación distribuida, cuando se producen cambios de velocidad en el generador que no pueden ser controlados a tiempo, como en una eólica con los cambios rápidos del viento y no puede ser completamente compensado por los sistemas de control, con el sistema de control usado en este caso, no se producen estos problemas.

La Generación distribuida no podrá energizar el área del sistema eléctrico de potencia cuando se encuentre desconectado. Al no estar bajo control del distribuidor la tensión puede tomar valores inadmisibles, el sistema de protecciones no está diseñado para funcionamiento en isla no intencional.

## 2.6.3 MONITOREO

Cada unidad de generación distribuida de 250 kVA o más conectado a un solo punto de conexión común tendrá que ser monitoreado su estado de conexión, la potencia real, potencia reactiva, y la tensión en el punto de conexión de generación distribuida. El monitoreo es realizado por el CENACE y por el ELECAUSTRO.

### ○ Tensión

Las tensiones serán detectadas en cualquier punto de conexión común, cuando se tenga alguna de las siguientes condiciones:

- El equipo de interconexión está certificado para pasar una prueba no-isla para el sistema al que se va a conectar.
- La capacidad total de la generación distribuida es menor al 50% del mínimo anual de la demanda Eléctrica Integrada del SEP local en un período de tiempo de 15 minutos, y la exportación de potencia real o reactiva para la generación distribuida para el SEP de la zona no está permitida.

Rango de tensión (por unidad)	Tiempo de despeje (s)
$V < 0.50$	0.16
$0.5 \leq V < 0.88$	2.00
$1.1 < V < 1.2$	1.00
$V \geq 1.2$	0.16

TABLA 2-3 TIEMPO DE DESPEJE SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN.  
Tomado de: ESTANDAR IEEE 1547



○ **Frecuencia**

Tamaño GD	Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo de Despeje (s)
> 30 kW	> 60.5	0.16
	< {59.8 – 57.0} (Punto de Ajuste)	Ajustable de 0.16 a 300
	< 57.0	0.16

**TABLA 2-4 TIEMPOS MÁXIMOS DE COMPENSACIÓN Y SI SON > 30 kW, POR DEFECTO LOS TIEMPOS DE COMPENSACIÓN.**

Tomado de: ESTANDAR IEEE 1547

○ **Distorsión armónica total**

Orden Individual H Armónico (Armónicos Impares)	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
Porcentaje (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

**TABLA 2-5 ARMÓNICOS QUE NO SE DEBE EXCEDER**

Tomado de: ESTANDAR IEEE 1547

○ **Sincronización**

Rango de Capacidad de GD (kVA)	Rango de Frecuencia ( $\Delta f$ , Hz)	Rango de Tensión ( $\Delta V$ , %)	Rango de Angulo ( $\Delta \Phi$ , °)
0 – 500	0.3	10	20
500 – 1 500	0.2	5	15
1 500 – 10 000	0.1	3	10

**TABLA 2-6 LÍMITES DE LOS PARÁMETROS DE SINCRONIZACIÓN DE INTERCONEXIÓN SINCRÓNICA A UNA EPS O UNA EPS LOCALES ENERGIZADOS A UNA EPS ÁREA ENERGIZADA.**

Tomado de: ESTANDAR IEEE 1547



## CAPÍTULO 3

### PROCESOS, SEÑALES Y SISTEMAS DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

#### 3.1 INTRODUCCIÓN

Uno de los factores más importantes y la base para la automatización de los procesos de la minicentral Gualaceo, es la adquisición de información de señales de campo. Los elementos encargados de la adquisición de datos directamente de los procesos son: los sensores y transductores. En este capítulo hablaremos de estos elementos, especialmente los implantaran en el proyecto de la Minicentral Gualaceo.

#### 3.2 SEÑALES ELÉCTRICAS

Las señales eléctricas son ondas electromagnéticas que se pueden clasificar en dos grupos: señales analógicas, que varían en el tiempo de forma continua y señales digitales, que varían en el tiempo pero de forma discreta. A continuación se hace una clasificación por su amplitud y tiempo.

##### 3.2.1 CLASIFICACIÓN DE SEÑALES

Las señales de amplitud se dividen en analógicas y digitales.

**Señales eléctricas analógicas:** son aquellas en las que los valores de la tensión o corriente se representan como una función matemática continua, en la que es variables su amplitud y periodo.

Estas se clasifican en variables y continuas, las primeras son aquellas que su frecuencia es mayor a cero. Las continuas tienen una amplitud y periodo fijo en un tiempo definido.

Por ejemplo, en el caso de la corriente alterna se tiene una amplitud que está variando constantemente en el tiempo, y es conocido como frecuencia, esta se consideraría como señal variable.

La corriente continua que tiene un valor de amplitud constante en el tiempo y no varía, por lo tanto su frecuencia es cero, y la tratamos como señal continua.

**Señales eléctricas digitales:** son aquellas que toman un valor máximo y un mínimo. La más usada es el sistema binario que tiene dos niveles 0 y 1, para su representación se necesita un cierto número de variables binarias. Estas señales se las maneja en serie, para transmisión y en paralelo para procesamiento.



### 3.3 SENSORES Y TRANSDUCTORES

Para la automatización de los procesos de control de la minicentral hidroeléctrica Gualaceo, es fundamental obtener con exactitud y precisión el valor de las variables o señales que van a ser controladas.

Podemos mencionar algunas para el caso de la minicentral como: temperatura, posición, velocidad, caudal, nivel de agua, presión de aceite, posición de válvula aguja en los inyectores, niveles de tensión y corriente.

Una de las mejores formas para medir dichas variables, es convertir mediante un transductor en una señal eléctrica, debido a que presenta las siguientes ventajas:

- Fáciles para el uso en procesos computacionales (PLC).
- Se transmiten con facilidad de un lugar a otro.
- Son más flexibles para su manejo en los procesos de control.

Los dispositivos encargados de obtener y transformar, los valores de las variables, a señales eléctricas, son los sensores y transductores. Los que permiten registrar magnitudes físicas o químicas en tiempo real, mediante señales eléctricas, dichas magnitudes permitirán la medición y control de las variables, antes mencionadas.

Cabe destacar que existen diferencias entre un sensor y un transductor, el primero siempre está en contacto con la variable a medir, a diferencia del transductor que transforma un tipo de energía en otro, generalmente eléctrica, debido a esto el transductor siempre consume una pequeña cantidad de energía por lo que la señal medida es atenuada.

#### 3.3.1 PROPIEDADES DE LOS SENSORES Y TRANSDUCTORES

Los sensores y transductores deben cumplir cierta característica de funcionamiento que permita una correcta medición de las variables, esto es de suma importancia para el caso de la Minicentral Gualaceo, ya que se deben automatizar todos los procesos de control.

Para ello las magnitudes de todas las variables a considerar deben estar dentro de un rango de tolerancia. Por ejemplo para la minicentral, se ha establecido como caudal mínimo de  $0,14 \text{ m}^3/\text{s}$  y  $0,7 \text{ m}^3/\text{s}$  de caudal máximo.

Las propiedades de los sensores y transductores son:

**Precisión:** es la capacidad de dar los mismos resultados de mediciones diferentes, realizadas en las mismas condiciones.



**Exactitud:** es el valor verdadero de la variable que se pueda detectar sin errores en la medición, es decir que el promedio de error entre en valor real y el medido tienda a cero.

**Rango de medición:** es la diferencia entre los máximos y mínimos valores en los que se necesita medir.

**Velocidad de respuesta:** debe ser capaz de responder sin distorsión a los cambios de la variable medida en un tiempo mínimo, lo ideal sería una respuesta instantánea, pero esto no debido a que todo tiene un tempo de reacción o retardo

**Calibración:** dentro de cada sistema se puede permitir una calibración de forma fácil dentro de los rangos requeridos.

**Fiabilidad:** no debe tener fallos frecuentes durante su funcionamiento.

### 3.3.2 TIPOS DE SENSORES Y TRANSDUCTORES

Existe una gran variedad de sensores y transductores, dependen de dos aspectos, las variables que miden y el principio de funcionamiento, entre los sensores y transductores que podemos mencionar existen:

a) Por la variable o magnitud a medir:

- Posición lineal o angular
- Desplazamiento o deformación
- Velocidad lineal o angula
- Aceleración
- Fuerza y par
- Presión
- Caudal
- Temperatura
- Presencia o proximidad
- Intensidad lumínica
- Sistemas de visión artificial

b) Por su principio de funcionamiento:

- Contacto
  - Interruptores de posición
  - Táctiles
- Proximidad
- Inductivos
- Capacitivos
- Ultrasónicos



- Fotoeléctricos
- Piezoeléctricos
- Polímeros

### **3.4 SENSORES Y TRANSDUCTORES EN LOS SISTEMAS DE LA MINICENTRAL GUALACEO**

Para la automatización de los procesos de arranque, parada y operación de la minicentral en condiciones normales y de falla. Lo primero que se procede a realizar es una lista con las variables a ser medidas por medio de sensores y transductores en cada uno de los sistemas.

Entre las variables que se deben medir y/o controlar en la minicentral están:

En el tanque de carga

- Caudal de ingreso al tanque de carga.
- Nivel de agua en el tanque de carga.
- Caudal de ingreso a la tubería de presión.

En la casa de máquinas

- presión de agua en el distribuidor.
- Posición del Bypass
- Posición abierta/cerrada de la válvula mariposa.
- Posición de las válvulas aguja de los inyectores.
- Posición de los deflectores de los inyectores.
- Velocidad del generador.
- Temperatura en los bobinados de la armadura.
- Tensión, corriente, potencia activa y reactiva.
- Temperatura en tanque de resistencias.

En el anexo 3.1 se tiene una tabla de los equipos para medición analógicos.

### **3.5 SISTEMAS Y SEÑALES EN LA MINICENTRAL GUALACEO**

En esta sección se presenta un recuento de los sistemas principales que conforman la Minicentral Gualaceo, con sus respectivas señales e instrumentos implantados. Se dividió en sistemas, subsistemas y equipos como se puede apreciar en las dos siguientes figuras.



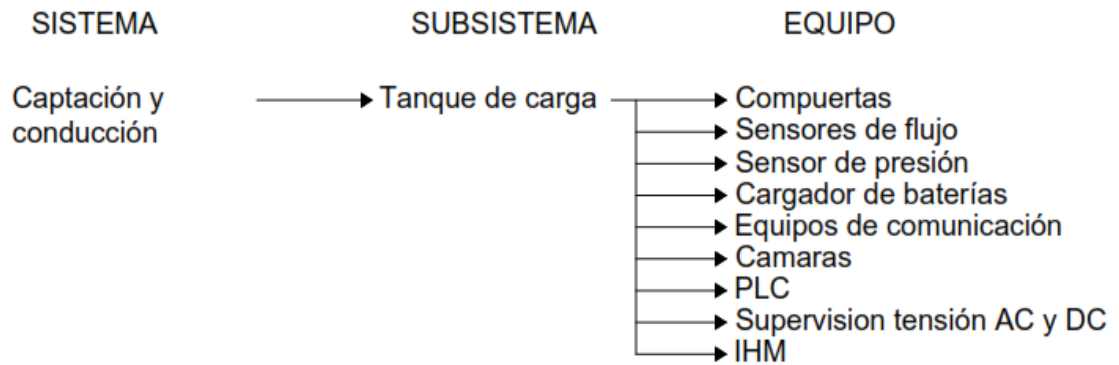


FIGURA 3.1 SISTEMAS, SUBSISTEMAS Y EQUIPOS DEL TANQUE DE CARGA.

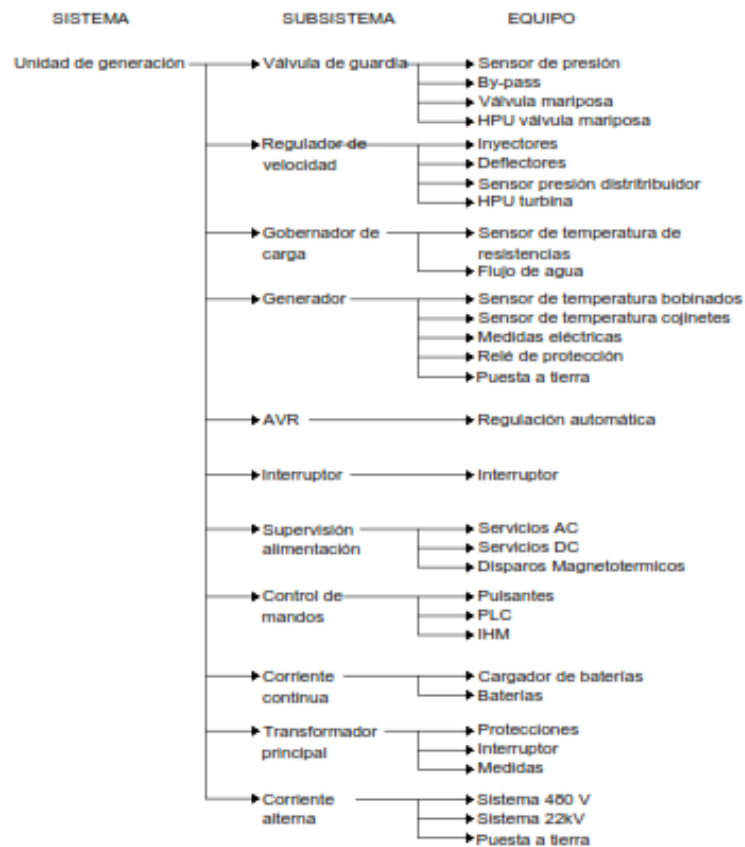


FIGURA 3.2 SISTEMAS, SUBSISTEMAS Y EQUIPOS DE LA MINICENTRAL.

### 3.5.1 TANQUE DE CARGA

El tanque de carga de la Minicentral Gualaceo se encargará de amortiguar las oscilaciones y evitar sobrepresiones en la tubería de presión además de mantener una reserva de agua. El volumen de agua existente en el tanque, servirá para contrarrestar la presión producida por un golpe de ariete, causado por el cierre brusco de la válvula mariposa ubicado en la casa de



máquinas de la Minicentral Gualaceo, a causa de la presencia de algún fallo en los sistemas o subsistemas.

El tanque de carga tiene 4 vías de movimiento de fluido, el primero el canal por donde ingresa el agua proveniente desde la toma, aquí se encuentra una compuerta automatizada para permitir el paso de agua hacia el tanque de carga. La segunda es el vertedero por donde se evacua los excesos de agua. La tercera un descargador para poder vaciar el tanque de carga para limpieza y mantenimiento. La cuarta es la alimentación de la turbina por medio de una tubería de presión.

Un tanque de carga está diseñado para cumplir con las siguientes funciones:

- Proporcionar un volumen de reserva de agua, para poder tener funcionamiento en los cambios bruscos de demanda.
- Impedir la entrada de materiales solidos a la tubería de presión.
- Evitar el ingreso de aire a la tubería de presión entre el tanque de carga y la tubería de presión.
- Amortiguar oscilación debido a la operación.

El tanque de carga para la Minicentral Gualaceo tiene las siguientes dimensiones:

- Profundidad 3.54 m
- Volumen aproximado 612 m<sup>3</sup>

### **3.5.1.1 SUBSISTEMAS EN EL TANQUE DE CARGA**

La operación del tanque de carga de la Minicentral Gualaceo, dado su naturaleza de ser una central no atendida, consta con sistemas y subsistemas que permitan tener un nivel de control automático remoto y no atendido.

Para este propósito, para el control del tanque de carga se dispone de un PLC, el cual está encargado de tomar todas las medidas y estado de variables, adecuar las variables para el funcionamiento normal, tener una pantalla IHM que permita el comando local de los diferentes dispositivos presentes en el tanque de carga, respaldo de baterías con su respectivo cargador y dispone de un sistema de comunicación confiable en tiempo real que se describirá en el capítulo N°6.

Entre los elementos más importantes tenemos:

- a) Panel de control PLC y señales de E/S
- b) Interfaz Humano Máquina (IHM)
- c) Compuertas y sus accionadores
- d) Cargador de baterías
- e) Sistemas de comunicaciones
- f) Sistemas de video vigilancia
- g) Sensores de medición de nivel y caudal de ingreso

#### **a) Panel de control PLC y señales de E/S**



Para el control, supervisión y procesamiento se tiene el PLC SAITEL DR de SCHNEIDER ELECTRIC, el cual será el encargado de medición, supervisión y control de las variables presentes en este sistema.

Se presentan las características principales del PLC SAITEL DR, en el capítulo 4 se describen los módulos a conectarse a este PLC.

### Características Principales

Tensión de alimentación	24 VDC
Unidad de control	32 bits
Puerto de comunicación embebido	Ethernet

TABLA 3-1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES PLC SAITEL DR.

### Señales Entrada y Salida

En el sistema del tanque de carga se tienen parámetros que deben ser medidos, supervisados y controlados constantemente, para ello se tiene una serie de sensores, transductores y actuadores que lo permiten, previamente estas señales deben ser enviadas al PLC para el procesamiento de estos parámetros.

Las señales de entrada y salida presentes en el tanque de carga son las siguientes:

#### Señales Entradas analógicas (AI)

- Medición de caudal de ingreso al tanque de carga: Esta señal es tomada por un sensor de flujo de canal abierto AVFM 5.0, que es un sensor de ultrasonido que mide la velocidad del agua.
- Medición de nivel: Se la toma con un sensor de presión modelo TRPRESUM0050 de 0 a 5 PSI, se coloca en la parte inferior del tanque, según la variación de presión medida se puede saber cuál es nivel de agua en el tanque de carga.

#### Señales Entradas digitales (DI)

- Bus DC Ok: supervisa que la alimentación en DC esté funcionando.
- Modo local: Da la señal si el modo local está activo.
- Modo remoto: Da una señal indicado si el modo remoto está activo.
- Compuerta abierta: mediante un fin de carrera se verifica que la compuerta está abierta.
- Compuerta cerrada: mediante un fin de carrera se verifica que la compuerta está cerrada.



- Interruptor principal ON: Indique que el interruptor principal de alimentación está activo.
- Interruptor Cargador de batería ON: Indica que el interruptor de alimentación del cargador de baterías está funcionando.
- Interruptor de comunicaciones ON: Indica que el interruptor de alimentación de comunicación está activo.
- Interruptor de motor ON : Indica que el interruptor de alimentación del motor está activo
- Interruptor fuente primaria ON: indica que la fuente primaria de AC está funcionando y alimentado.
- Interruptor banco de baterías ON: indica que el banco de baterías está operativo.

### **Señales Salidas digitales (DO)**

- Abrir/cerrar compuerta de desfogue: da la orden para la activación del motor ya abrir o cerrar la compuerta.
- Luz de compuerta abierta: da la orden para encender la luz de compuerta abierta, cuando la compuerta está abierta.
- Luz de compuerta cerrada: da la orden para encender la luz de compuerta cerrada, cuando la compuerta está cerrada.
- Luz de falla: da la orden de encender la luz de falla cuando se ha producido una falla. Por ejemplo si existe un fallo en la compuerta de desfogue.

### **COMUNICACIÓN VÍA MODBUS**

- Cargador de baterías: se conecta al PLC mediante la conexión Modbus para enviar información del estado de la batería.

Entre las señales se tiene:

- Falla cargador de batería
- Falla tensión AC y DC
- Falla tierra
- Falla baterías
- Falla bajo nivel de tensión DC
- Falla limitador de carga
- Límite de corriente
- Interruptor DC abierto
- Baterías descargadas
- Paro sobre tensión

### **b) Interfaz Humano Máquina**



La supervisión, monitoreo visual de todos los subsistemas con sus respectivas variables se lo realiza mediante una pantalla IHM. La pantalla usada en este caso es de tipo touch screen para la supervisión y mando local de los subsistemas existente en el tanque de carga.

Este HMI debe mostrar todas las señales antes mencionadas, también las alarmas de bajo caudal de ingreso al tanque de carga, alarma de bajo nivel de agua en el tanque de carga, posición de las compuertas de la tubería de presión, las condiciones de las baterías y cargador. Además, el monitores de estado (abierto, cerrado, disparado) para cada interruptor.

En la siguiente tabla se presentan las características generales del HMI empleado en el tanque de carga.

### CARACTERÍSTICAS GENERALES HMISTU855

Tipo de producto	Panel de pantalla táctil
Tamaño de pantalla	5.7 pulgadas
Tipo de pantalla	QVGA TFT color de pantalla táctil
Color de pantalla	65536 colores
Resolución de pixeles	320 x 240 pixels
Tensión	24 V DC
Consumo de energía	6.8 W
Memoria	Memoria para aplicaciones 16 MB
Reloj de tiempo real	Acceso al reloj del tiempo del PLC
Protocolos	Modbus
	Modbus TCP/IP
	protocolo Third party
	Uni-TE

TABLA 3-2 CARACTERÍSTICAS GENERALES HMI.

#### c) Compuerta

La compuerta se encuentra ubicada antes del tanque de carga, permitiendo el paso del agua hacia el tanque de carga si se encuentra abierta. El PLC debe verificar si la compuerta se encuentra abierta o si está cerrada, ya que de estar cerrada no se debe permitir la generación en la casa de máquinas.

La apertura de la compuerta se dará por de medio del activador comandado por el IHM local o remoto, la orden para abrir o cerrar la compuerta es enviada desde el PLC.

#### d) Cargador de Baterías

El nivel de carga de las baterías debe ser óptimo para el caso de alguna falla en la alimentación desde la red los equipos no sufran daños. Además, el cargador debe estar en su operación normal para cargar las baterías.



Para el monitoreo, supervisión de las baterías y cargador de baterías, se envía la información del estado al PLC mediante conexión *MODBUS*.

#### e) Sistema de comunicación y cámaras

Para la comunicación de los sistemas del tanque de carga con la casa de máquinas se la realiza con enlace de fibra óptica con un interruptor Schneider, al mismo que estará conectado el IHM, PLC y Cargador de baterías mediante comunicación ETHERNET con cable CAT 6 Industrial.

Las cámaras de seguridad se conectarán al grabador de video en red (NVR) ubicado en la casa de máquinas mediante un enlace de fibra óptica.

Procesador	Intel Dual-core
Memoria	4GB RAM
Capacidad HDD	SATA 6Gb/s, SATA 3Gb/s hard drive
Puerto LAN	2xPuertos Ethernet RJ-45
Salida de video	1xHDMI

TABLA 3-3 CARACTERÍSTICAS NVR.

A continuación se tiene un resumen de las señales, parámetros existentes en el tanque de carga, que servirán para el diseño del sistema de control y SCADA.

EQUIPO	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL
Botón de marcha/parada	Comando de paro en caso de emergencia	DI
Bus DC OK	Estado de tensión DC activo	DI
BUS AC OK	Estado de tensión AC activo	DI
Modo local	Indica que está activo el modo local	DI
Modo remoto	Indica que está activo el modo remoto	DI
Abrir compuertas remoto	Comando para abrir compuerta desde el remoto	DI
Cerrar compuerta remoto	Comando para cerrar compuerta desde el remoto	DI
Compuerta abierta	Estado abierto de la compuerta	DI
Compuerta cerrada	Estado cerrado de la compuerta	DI
Interruptor principal ON	Interruptor principal activo	DI
Interruptor cargador de batería ON	Interruptor cargador de batería activo	DI
Interruptor de comunicaciones ON	Interruptor de comunicación activo	DI
Interruptor de motor	Interruptor de motor activo	DI
Interruptor de fuente principal	Interruptor de fuente principal activo	DI
Interruptor de fuente secundaria	Interruptor de fuente secundaria activo	DI
Cargador de batería	Información de cargador de batería	Modbus
Sensor de Flujo	Mide caudal de flujo de ingreso	AI
Sensor de presión	Mide presión para obtener el nivel	AI
Abrir compuertas	Comando para abrir compuerta desde el remoto	DO
Cerrar compuerta	Comando para cerrar compuerta desde el remoto	DO



Luz de compuerta abierta	Comando para encender luz compuerta abierta	DO
Luz de compuerta cerrada	Comando para encender luz compuerta cerrada	DO
Luz de falla	Comando para encender luz de fallo	DO

TABLA 3-4 SEÑAL AL PLC DEL TANQUE DE CARGA.

### 3.5.2 HIDROMECAÁNICO

#### 3.5.2.1 TUBERÍA DE PRESIÓN

Es encargada de conducir el agua desde el tanque de carga hasta la turbina, ubicada en la casa de máquinas. En la tubería de presión se toma la medida del caudal, que está ingresado al distribuidor.

Para la medición se usará el medidor de flujo de transito modelo TTFM 1.0, el cual va montado sobre la tubería en la una parte cercana a la casa de máquinas.

TTFM 1.0 Las características estándar incluyen:

- transductor ultrasónico
- Rango de caudales:  $\pm 0,07$  hasta 39 m / s ( $\pm 0,02$  hasta 12 m / seg)
- pantalla - blanco de la matriz, con retroiluminación.
- calibración – programador incorporado de 5 pasos.
- Salida - aislado 4-20mA (1000 ohmios).
- 2 relés de control - 5 amperios, SPDT - programable para el flujo de salida de pulso proporcional y / o alarma de flujo.
- Entrada de energía - 100-240VAC 50/60Hz, máximo 4 Watts.
- Protección contra sobretensiones eléctricas y filtros RFI - AC, sensor, 4-20mA.

El sensor emplea el efecto Doppler ultrasónico, se inyecta continuamente en el agua un sonido de alta frecuencia (640 KHz) que se refleja de vuelta al sensor. Si el fluido está en movimiento, los ecos vuelven a una frecuencia alterada proporcional a la velocidad del flujo. Con esta técnica el instrumento mide la velocidad del flujo con una precisión de  $\pm 2 \%$ .

Para la medición de presión en la tubería se empleará un sensor de presión al final de la tubería, a la entrada de la válvula mariposa. Para su instalación la ubicación no debe estar a una distancia menor a 5 diámetros de la tubería.

Señales que se tomarán de la tubería de presión:

EQUIPO	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL
Sensor de flujo	Medición de flujo al final de la tubería	AI

TABLA 3-5 SENSOR DE FLUJO.

#### 3.5.2.2 BY-PASS

Se encarga de igualar la presión existente agua arriba, para poder accionar la válvula mariposa de forma segura. Cuenta con dos válvulas manuales de compuerta clases 300 para realizar mantenimiento y una válvula





de mariposa clase 300 operada por servomotor a 24 VDC. El sistema tiene un diámetro de 2".

Para la verificar que la presión sea igual, se tomará la medida de la presión con los sensores de presión analógica, uno a la entrada del By-pass y otro a la salida. También se verificará la posición del By-pass es decir si se encuentra abierto o cerrado esta será una señal digital. Para el comando de apertura de By-pass se lo hace por una señal digital enviada desde el PLC.

Señales que se tomarán del By-pass:

EQUIPO	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL
Sensor de presión	Mide la presión de entrada.	DI
Sensor de posición	Verifica estado abierto de By-pass.	DI
Sensor de posición	Verifica estado cerrado de By-pass.	DI
Servomotor	Comando para abrir By-pass.	DO
Servomotor	Comando para cerrar By-pass.	DO
Sensor de presión	Mide la presión de salida.	DI

**TABLA 3-6 SEÑALES DEL BYPASS.**

### 3.5.2.3 VÁLVULA MARIPOSA

Se encarga de permitir la entrada de agua que proviene del tanque de carga al distribuidor, como también el cierre del flujo de agua en casos de falla o emergencia.

Características:

Actuador de válvula:

- Apertura por cilindro hidráulico de efecto simple.
- Cierre por contrapeso en condiciones de máximo flujo permisible, sistema de contrapeso montado sobre el cuerpo de la válvula.
- Sistema de bloqueo mecánico de la posición de la válvula
- Fin de carrera inductivos para indicaciones de válvula abierta/cerrada

Para la supervisión de la válvula mariposa se dispondrá de dos sensores de fin de carrera inductivos que indiquen su posición en abierta/cerrada. Dichos sensores son detectores electrónicos que sirven para localizar objetos de materiales ferrosos sin necesidad de contacto físico, basándose en la variación del campo electromagnético.

Para el funcionamiento de la válvula mariposa consta de una unidad de potencia hidráulica (HPU) para controlar el cilindro hidráulico, el cilindro hidráulico se extiende para abrir la válvula mariposa, para verificar si se encuentra abierto o cerrado se lo hace mediante la posición dada por el sensor, para mover el cilindro se contrala el solenoide y el motor para abrir o cerrar el cilindro. También se verifica que el nivel de aceite del HPU sea el apropiado.





SEÑAL	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL
Sensor de posición	Verifica el estado de la VM esté abierta.	DI
Sensor de posición	Verifica que el estado de la VM está cerrada.	DI
Nivel de aceite HPU	Verifica que el nivel de aceite sea óptimo.	DI
Solenoides	Comando para activar el solenoide.	DO
Motor (bomba)	Comando de motor para abrir o cerrar VM.	DO

**TABLA 3-7 SEÑALES DE LA VÁLVULA MARIPOSA.**

### 3.5.3 TURBINA

#### 3.5.3.1 TURBINA PELTON

La Minicentral tiene una turbina tipo Pelton con cuatro inyectores, las características principales son:

Fabricante	DELTA-Delfini & CIA., S.A.
Número de inyectores	4
Caída neta de diseño	164,75 m
Caudal máximo de diseño	0,7 m/s
Eficiencia a caudal máximo	88,18 %
Potencia de turbina	990 kW

Para que el conjunto generador turbina funcione eficientemente se debe programar en el PLC, cuantos inyectores se usan según el caudal de agua disponible, para ello se emplean los datos de tabla 3.8. Para el arranque se inicia con la apertura de un inyector con el deflector abierto completamente.

CAUDAL Q (m <sup>3</sup> /s)	ALTURA NETA (m)	NUMERO DE INYECTORES QUE FUNCIONA (u)	EFICACIA GARANTIZADA TURBINA (%)	POTENCIA TURBINA (Kw)	EFICIENCIA GARANTIZADA GENERADOR (%)	POTENCIA GENERADOR (Kw)	EFICIENCIA COMBINADA UNIDAD (%)
0.7	164.75	4	88.18	990.57	96.38	955	84.98
0.650	166.04	4	88.60	931.43	96.26	897	85.28
0.600	167.23	4	88.90	868.87	96.14	835	85.47
0.500	169.36	4	89.00	734.11	95.88	704	85.33
0.450	170.28	4	88.70	662.05	95.68	633	84.87
0.350	171.87	2	88.84	520.55	95.08	495	84.47
0.250	173.09	2	89.00	375.14	94.01	353	83.67
0.140	174.00	2	87.00	207.15	91.97	191	80.29

**TABLA 3-8 RENDIMIENTO DE LA TURBINA A DIFERENTES CAUDALES.**

Tomado de: DELTA - Delfini & CIA.; Descripción de equipos ofertados y catálogos; Anexo N° 1.

La turbina deberá operar de forma continua, estable y confiable en el rango de altura neta, con caudales entre 0,14 m<sup>3</sup>/s y 0,7 m<sup>3</sup>/s.<sup>3</sup> La operación deberá estar libre de oscilaciones de carga, vibraciones y ruidos que sobrepasen los límites establecidos por el fabricante.

<sup>3</sup> Diseños definitivos rehabilitación minicentral hidroeléctrica Gualaceo; Sección Turbina; Pág. 14

La señales a medir en la turbina es:

SEÑAL	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL
Velocidad	Mide la velocidad a la que gira la turbina.	AI

TABLA 3-9 SEÑALES DE LA TURBINA.

El distribuidor es el encargado de distribuir el caudal del agua a cada uno de los inyectores, los cuales direccionan el chorro hacia las cucharetas del rodete, que provocan el movimiento de la turbina. El distribuidor a su vez está conformado por cuatro inyectores y el mismo número de deflectores, que a su vez tiene su sistema de control y monitoreo correspondiente. Del distribuido no se toma ninguna señal.

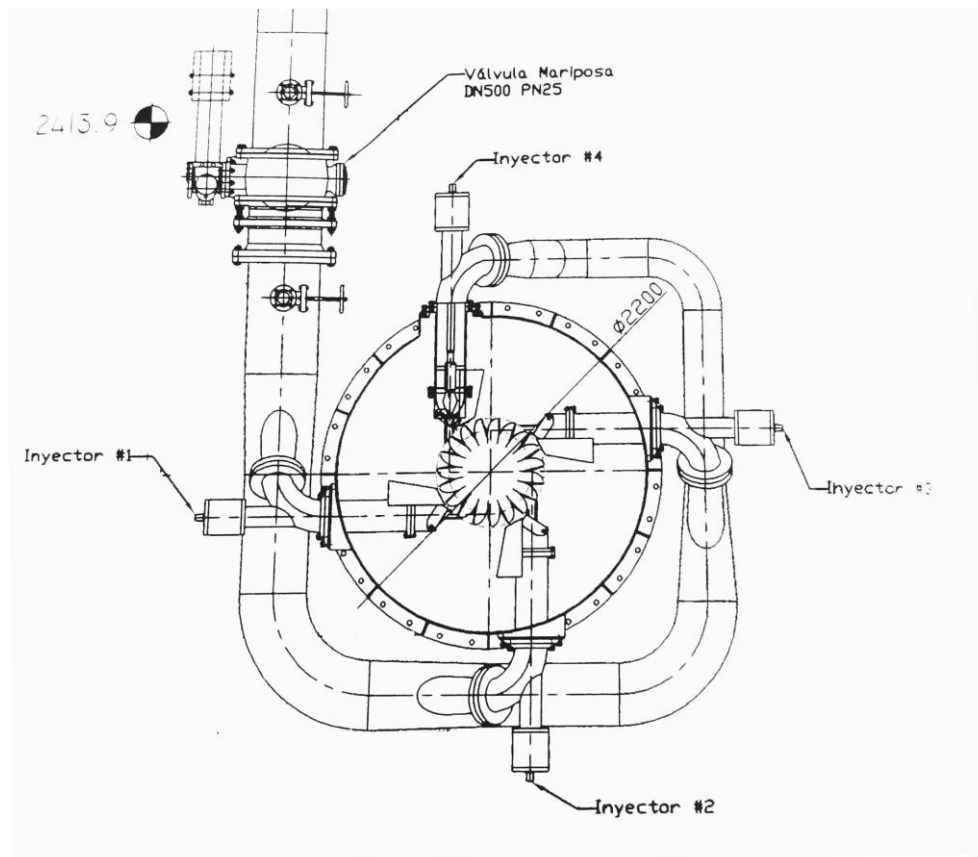


FIGURA 3.3 GRAFICO DEL DISTRIBUIDOR.

### 3.5.3.2 INYECTORES Y DEFLECTOR

Se tendrá una HPU, para el control de los 4 inyectores, los cuales para su acción de apertura y cierre serán comandados por un motor bomba que acciona un servomotor hidráulico para cada inyector. El deflector es controlado por un motor bomba que acciona un servomotor hidráulico que se encarga de abrir o cerrar, tiene cierre de emergencia con resorte. El tiempo de cierre del servomotor es 4 segundos.

El control de los inyectores lo realiza el PLC mediante un lazo de control que comanda el porcentaje de apertura y cuales inyectores están abiertos o cerrados. Para el arranque de la minicentral se inicia con un solo inyector.



Las señales que se toman de los inyectores y deflector son:

Equipo	SEÑAL	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL
Inyector	Posición Inyector 1	Indica la posición en la que se encuentra el inyector 1.	AI
Inyector	Nivel de aceite inyector 1	Indica que el nivel de aceite sea el correcto.	DI
Inyector	Solenoide 1	Activación del solenoide del inyector 1.	DI
Inyector	Abrir Inyector 1	Da el comando para abrir el inyector 1.	DO
Inyector	Cierre Inyector 1	Comando para cerrar el inyector 1.	DO
Inyector	Posición Inyector 2	Indica la posición en la que se encuentra el inyector 2.	AI
Inyector	Nivel de aceite inyector 2	Indica que el nivel de aceite sea el correcto.	DI
Inyector	Solenoide 2	Activación del solenoide del inyector 2.	DI
Inyector	Abrir Inyector 2	Da el comando para abrir el inyector 2.	DO
Inyector	Cierre Inyector 2	Comando para cerrar el inyector 2.	DO
Inyector	Posición Inyector 3	Indica la posición en la que se encuentra el inyector 3.	AI
Inyector	Nivel de aceite inyector 3	Indica que el nivel de aceite sea el correcto.	DI
Inyector	Solenoide 3	Activación del solenoide del inyector 3.	DI
Inyector	Abrir Inyector 3	Da el comando para abrir el inyector 3.	DO
Inyector	Cierre Inyector 3	Comando para cerrar el inyector 3.	DO
Inyector	Posición Inyector 4	Indica la posición en la que se encuentra el inyector 4.	AI
Inyector	Nivel de aceite inyector 4	Indica que el nivel de aceite sea el correcto.	DI
Inyector	Solenoide 4	Activación del solenoide del inyector 4.	DI
Inyector	Abrir Inyector 4	Da el comando para abrir el inyector 4.	DO
Inyector	Cierre Inyector 4	Comando para cerrar el inyector 4.	DO
Deflector	Deflector Habilitado	Indica si el deflector está habilitado.	DI
Deflector	Deflector deshabilitado	Indica si el deflector esta deshabilitado.	DI
Deflector	Nivel de aceite	Verifica que el nivel de aceite sea el correcto.	DI
Deflector	Solenoide deflector	Activa el solenoide del deflector.	DO
Deflector	Motor (Bomba)	Comando para habilitar o deshabilitar el deflector.	DO

**TABLA 3-10 SEÑALES DE LOS INYECTORES Y DEFLECTORES.**

### 3.5.3.3 GOBERNADOR DE CARGA

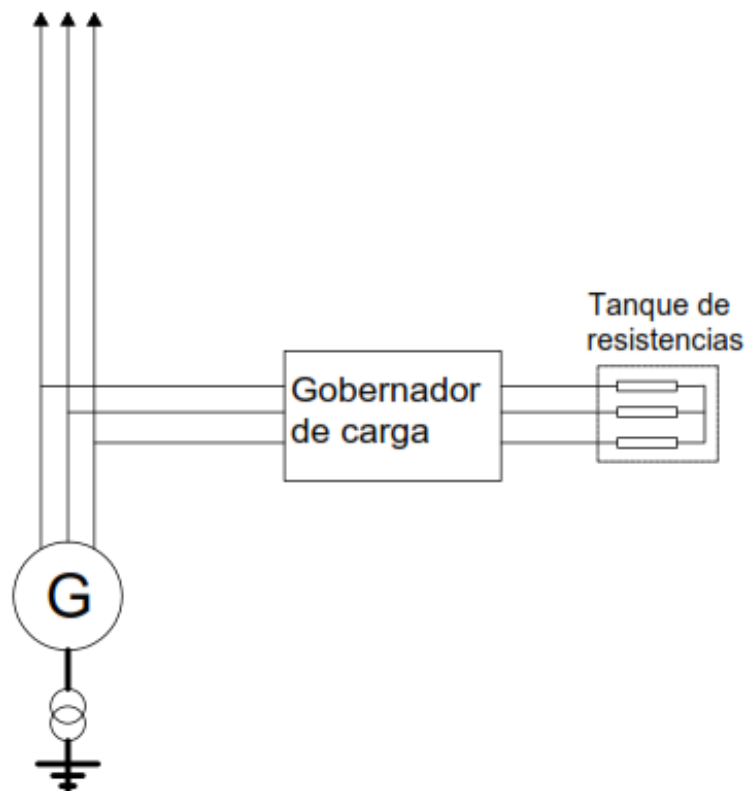


FIGURA 3.4 GOBERNADOR DE CARGA

El gobernador es utilizado para el arranque en la sincronización con la red. El gobernador de carga mantendrá la frecuencia en el rango de 60Hz, para esto se emplea un banco de resistencias que se va haciendo las conmutaciones necesarias para poder absorber más o menos carga.

En este caso, la potencia eléctrica del generador, está distribuida en dos partes: la primera que es la carga entregada a la red, y la segunda que es la carga auxiliar que se encarga de disipar la potencia no utilizada, la misma que es controlada por el gobernador de carga.

Para el caso de la Minicentral Gualaceo, el gobernador de carga dispone de un tanque de resistencias de 300kw, que se encargará de disipar la potencia. Además, en caso de presencia de falla y que haya la necesidad de desconectar el generador de la red.

Este tipo de gobernador de carga tiene una mayor precisión y con menor tiempo de actuación, ya que usa elementos sólidos, en lugar de regular la velocidad de la turbina mediante el control de entrada de agua.

El control de los inyectores y deflector es realizado por el PLC

A continuación, se presentan las características generales del gobernador de carga usado para la Minicentral Gualaceo:



## Datos del gobernador ofertado por DELTA – Delfini & CIA

Gobernador de carga Thomson and Howe Energy Systems (THES).

Principales componentes del gobernador de carga:

- Tablero de gobernador LCX.
- Tanque de resistencias sumergidas en agua.
- Unidades hidráulicas para control de inyectores y del deflector.

Modelo: LCX – 8 Step

- Tipo: Gobernador de carga
- Potencia: 300kW
- Tensión: 480V, 3 fases
- Precisión: 0.005Hz
- Ajuste de la consigna: 55 a 65Hz
- Frecuencia nominal: 60Hz
- Potencia en SCR's: 20 kW x 3, resistivas
- Potencia en Pasos: 30 kW x 8, resistivas
- Control: PID, por microprocesador

## Funciones del gobernador de carga

- Subir o bajar la velocidad de generación para igualar la frecuencia de la red.
- Una vez sincronizado la unidad con la red se recibe la señal de interruptor cerrado, el gobernador aumenta su consigna en 2Hz. El microprocesador seguirá monitoreando la frecuencia, pero apaga todas las resistencias.

## Tanque de resistencias

Está diseñado para conectarse al gobernador de carga LCX. Posee tres grupos de resistencias monofásicas para las salidas de los SCR's del gobernador, 8 grupos de resistencias trifásicas (conectados en delta) para las salidas de los pasos. El tanque tiene contactos de seguridad para sobre temperatura y nivel bajo del agua.

La cantidad de agua de enfriamiento requerida para disipar 300kW es 3.5 l/s.

## Unidades hidráulicas

Las unidades están compuestas de un pequeño reservorio de aceite, una bomba *Parker Hydraulics* operada a 24V DC y un solenoide de seguridad *Parker Hydraulics* operada a 12V DC.

De igual forma las señales del gobernador de carga que se deben considerar son:



SEÑAL	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL
Falla en tanque resistencia	Indica que se ha producido una falla en el tanque de resistencias.	DI
Flujo de agua en tanque de resistencia	Indica que hay flujo de agua hacia el tanque de resistencias.	DI
Válvula de enfriamiento abierto	Indica que está abierta la válvula de enfriamiento.	DI
Válvula de enfriamiento cerrada	Indica que está cerrada la válvula de enfriamiento.	DI

**TABLA 3-11 SEÑALES DEL GOBERNADOR DE CARGA.**

### 3.5.4 GENERADOR

Está acoplado mecánicamente al eje de la turbina que gira por la acción del agua. El generador tiene dos partes, el rotor o inductor en el cual produce el campo magnético, y el inducido o estator donde el conductor es atravesado por las líneas de fuerza del campo, produciendo una diferencia de potencial.

A continuación se hace una descripción del generador que será implantado en la minicentral Gualaceo.

DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR OFERTADO	
Fabricante	Marelli Motori
Modelo	MJT 630 SC8
Potencia	1250 kVA
Factor de potencia	0.8 en retraso
Frecuencia	60 Hz
Velocidad	900 rpm
Sobre Velocidad	1620 rpm por 5 minutos
Tensión	480 V

**TABLA 3-12 CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR IMPLANTADO EN LA MINICENTRAL GUALACEO.**

Tomado de: Ingeniería de detalle; Rehabilitación minicentral hidroeléctrica Gualaceo.

El suministro del generador está incluido con los siguientes componentes:

- AVR *digital Marelli Motori* MEC100 (que se detalla en el apartado 3.5.4.3).
- Resistencia de calentamiento a 220 V.
- 2 sensores de temperatura PT100 en cada fase del bobinado principal del estator.
- 1 sensor de temperatura PT100 en cada rodamiento.
- Transformadores para operación del AVR.
- 3 TCs montados en el centro de la estrella 1800/5 A – 5P10 – 15 VA.
- 3 TCs para montaje en tableros 1800/5 A – 5P10 – 15 VA.
- Rueda dentada con sensor de velocidad.
- Sistema de excitación manual (adicional al AVR).
- 3 sensores de vibración 4 – 20 mA, dos montados en el rodamiento superior y uno en el inferior.

Adicionalmente a esto, se dispone del sistema de puesta a tierra del neutro del generador, mediante un sistema de transformador monofásico con resistencia en el secundario. Se presenta el esquema de conexión se presenta en la siguiente figura.

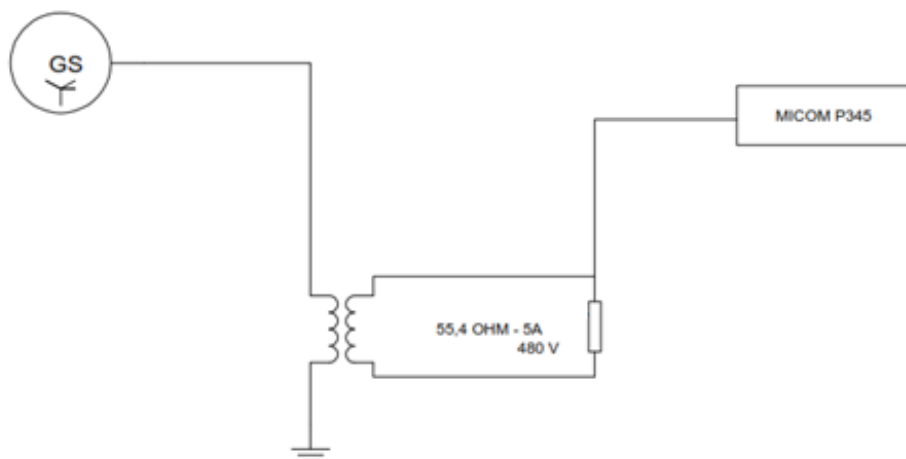


FIGURA 3.5 ESQUEMA DE CONEXIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Datos:

La resistencia requerida es de: 55.4  $\Omega$ .

Capacidad mínima requerida del transformador es:  $P_t = 1385.5 \text{ VA}$

Del generador se adquiere las señales de:

SEÑAL	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL
Vibración	Mide las vibraciones del eje axial.	AI
Vibración	Mide las vibraciones del cojinete superior.	AI
Vibración	Mide las vibraciones del cojinete inferior.	AI

TABLA 3-13 SEÑALES DEL GENERADOR.

### 3.5.4.1 RELÉ DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR

Un dispositivo electrónico inteligente (IED) es un elemento empleado en la industria de la energía eléctrica que se compone de un grupo de funciones de protección y control. Los IEDs reciben datos de los sensores y diversos dispositivos eléctricos, y puede informar los comandos de control, tales como interruptores que se disparan cuando se detectan voltajes, corrientes o frecuencias anómalas, cuando se suceden las variaciones por el aumento o niveles de tensión inferior para mantener el nivel deseado.

El modelo para la protección del generador es un relé Schneider P345 MICOM, en el anexo 3.2 y 3.3 presenta un esquema de conexión de relé.

Este relé deberá monitorear los parámetros de los siguientes elementos:

- Generador.



- Interruptor Principal
- Señales del transformador principal

Señales monitoreadas por el Relé MICOM P343		
Elemento	Señal	Descripción
Generador	TS-UG-1	Temperatura de fase U de estator
Generador	TS-UG-2	Temperatura de fase U de estator
Generador	TS-VG-1	Temperatura de fase V de estator
Generador	TS-VG-2	Temperatura de fase V de estator
Generador	TS-WG-1	Temperatura de fase W de estator
Generador	TS-WG-2	Temperatura de fase W de estator
Generador	TS-RN-1	Temperatura cojinete generador
Generador	TS-RT-1	Temperatura cojinete generador
Generador	TS-RD-1	Temperatura cojinete turbina
Generador	CT1-G	Corriente de fase 1
Generador	CT2-G	Corriente de fase 2
Generador	CT3-G	Corriente de fase 3
Generador	VT1-G	Tensión de fase 1
Generador	VT2-G	Tensión de fase 2
Generador	VT3-G	Tensión de fase 3
Generador	Permisivo PLC ok	Permisivo para cerrar interruptor principal
Generador	Tanque de resistencias ok	Orden para apertura interruptor principal por falla de tanque de resistencias
Micom P142	Falla Micom P142	Señal error en el relé de línea Micom P142
Interruptor máquina	Abierto	Indica si está abierto
Interruptor máquina	Cerrado	Indica si está cerrado
Transformador	Disparo aceite	disparo en el trafo por bajo nivel aceite
Transformador	Relé Buchholz	Señal si se activa el relé buchholz
Micom P345	Cerrar P345	Orden para cerrar interruptor generador
Micom P345	Abrir P345	Orden para abrir interruptor generador
Micom P345	Fallo de trafo	Indica que se produjo una falla en el trafo
Micom P345	Disparo P142	Indica que se disparó el Micom P142

**TABLA 3-14 SEÑALES AL RELÉ MICOM P343.**





Las protecciones que se activa son:

PROTECCIONES
DIFERENCIAL GENERADOR 87G
DESPLAZAMIENTO DE TENSIÓN DE NEUTRO 59N
100% DE FALLA A TIERRA EN ESTATOR 27TH
FALLA A TIERRA DEL ROTOR 64R
POTENCIA INVERSA 32
PERDIDA DE CAMPO 40
SOBREEXCITACIÓN 24
TERMICA DE SECUENCIA DE FASE INVERSA 46T
SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA DE FASE INVERSA 46OC
SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSION 51V
FALLO DE INTERRUPTOR 50BF

**TABLA 3-15 PROTECCIONES RELÉ MICOM P343.**

Estas señales también deben ser observadas por el PLC para la supervisión, este paquete de información se enviará mediante la Red ETHERNET con cable CAT 6 industrial con protocolo IEC 61850, que será explicado en el capítulo 6.

#### **3.5.4.2 INTERRUPTOR DE MÁQUINA**

El interruptor de máquina o generador se encarga de conectar/desconectar el generador de la red, en caso de falla tanto en la red como en el propio generador o en caso de mantenimientos. Este interruptor es supervisado por el relé de protección del generador MICOM P345. Las señales que se adquieren se encuentran en la tabla 3.14

Características del interruptor:

- 1 Interruptor Masterpact NW20 básico fijo tipo H1, 3P
- 1 Motor reductor (MCH) para interruptor fijo 24/30 VDC
- 1 Contacto auxiliar para identificar disparo
- 1 Bobina de cierre estándar para interruptor fijo, 24-30 VDC, 24 AC
- 1 Bobina de mínima tensión MN UVR 24/30 VDC, 24 VAC
- Corriente nominal 2 KA
- Muelle
- Tensión nominal 480 V

#### **3.5.4.3 REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSIÓN (AVR)**

Para el control del generador se empleara un regulador automático de tensión (AVR) *Marelli Energy Controller serie MEC-100*, el cual está conformado por sistemas digitales con microprocesador para la configuración y control del sistema de excitación del generador. El AVR tendrá las siguientes características de operación:



- Capacidad de mantener la tensión terminal del generador constante de  $\pm 5\%$  del valor de tensión normal para variaciones de carga desde vacío hasta plena carga.
- Permita fijar el nivel regulado de tensión entre  $\pm 10\%$  del valor nominal.
- Regulador automático de tensión (modo AVR)
- Regulador de factor de potencia (modo PF)
- Regulador de potencia activa (modo VAR)
- Regulador de corriente modo de excitación (modo FCR)
- Arranque suave con rampa ajustable, en modo AVR, es decir un arranque de 1 a 3600 segundos con incrementos de 1 segundo.
- Protecciones de generador:
  - Sobre tensiones de campo
  - Sobrecorriente de campo
  - Sobretensiones de generador
  - Sobrecorriente de generador
  - Pérdida de medición
  - Control avería diodos
- Funciones de limitación de la excitación (sobrexcitación y subexcitación). Se definen rango de corriente de excitación para evitar la sobrexcitación y subexcitación en el generador
  - Limitaciones de baja frecuencia.
  - Limitador de entrada de corriente.

#### Entradas

- Medición monofásica o trifásica de tensión de generador por medio de los TPs.
- Medición de corriente en una fase (1A o 5A).
- Medición monofásica de tensión de red por medio de los TPs.
- 2 entradas analógicas auxiliares (4-20mA) para control remoto de la referencia.
- 8 contactos para interfaz externa.

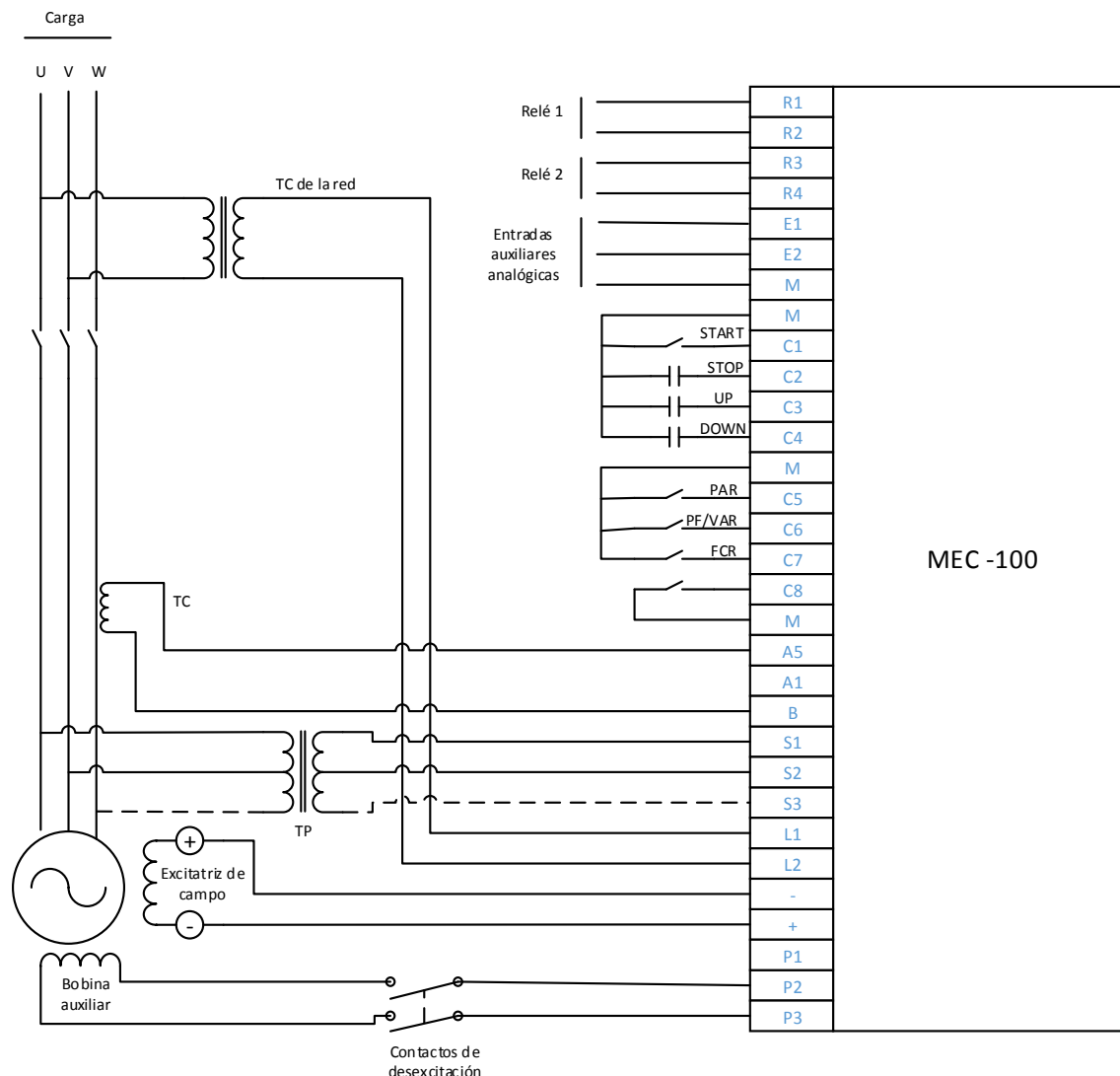
#### Salidas

- Salida PWM hasta un máximo de 15A continuos.
- 2 relés de salida programables para indicaciones de alarma intervenida.

#### Interfaz máquina – usuario

- Un puerto de comunicación RS-232 para interfaz con PC mediante *software MEC-100 Interface System*.

- *Software MEC-100 Interface System* para configuración de regulación y control del generador. Este software es proporcionado por el fabricante para la instalación en una PC.



**FIGURA 3.6 ESQUEMA DE CONEXIONES DEL AVR MIC 100 DE MARELLI ENERGY CONTROLLER.**  
**TOMADO: DE MANUAL AVR**

Del AVR se toman las siguientes señales.

Señal	Descripción	Tipo
Estado AVR	Start	DO
Estado AVR	Stop	DO
Modo AVR	Igual tensiones	DO
UP	Sube consigna	DO
DOWN	Baja consigna	DO
Desexcitar	Desexcitar AVR	DO
Falla	Falla AVR	DI

**TABLA 3-16 SEÑALES AVR.**



Las señales de salida se usan para que el PLC controle y envíe consignas al AVR. Mientras que la señal de entrada indique al PLC que el AVR sufrió una falla y que debe ser revisado. Esta información se la puede encontrar detalladamente en el catálogo del AVR MIC – 100.

### 3.5.5 SUBESTACIÓN

La subestación de la minicentral está conectada al alimentador trifásico N° 1523 ubicado en el sector de Sumblid Gualaceo, que es de propiedad de la empresa distribuidora CENTROSUR, a un nivel de tensión de 22 kV.

Así, los equipos que estarán encargados de la protección se mencionan en los siguientes apartados.

#### 3.5.5.1 INTERRUPTOR DE POTENCIA

Su propósito es la conexión/desconexión del conjunto generador - transformador con el alimentador trifásico N° 1523. Se ha considerado un disyuntor tipo Metalclad 24 kV, que consiste en una unidad compacta que incorpora el interruptor automático de potencia, que operará a 22 kV en vacío encapsulado y los TC y TP para protección y medición.

El monitoreo del estado del interruptor (abierto/cerrado), se toma de los contactos auxiliares destinados para este propósito. La acción de apertura o cierre se da por medio del relé MICOM 142.

La siguiente tabla muestra las características generales del interruptor:

Interruptor 22 kV	
Descripción	Especificación
Nombre fabricante	Schneider Electric
Número de polos	3
Corriente nominal	630 A
Secuencia de operación	O-3 min-CO-3min-CO
Duración corto circuito	3 segundos
Corriente de ruptura de corto circuito	31.5 kA
Tensión soportada al impulso del rayo	150 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial en corto circuito	70 V

TABLA 3-17 CARACTERÍSTICAS INTERRUPTOR DE POTENCIA.

#### 3.5.5.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

La subestación estará dotada de tres TCs, para 22 kV de doble núcleo para función dual, medición y protección. La relación de transformación es de 40/ 5 A. Clase de precisión 0.2 y burden 20 VA para la medición. Para protección será de clase 5P20.

Las señales de corriente son enviadas al relé de línea Micom P142.



Las conexiones se pueden observar en el diagrama unifilar de la Minicentral Gualaceo. Anexo 3.2

### 3.5.5.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

La subestación dispondrá de un TP, que servirá para la medición de tensión, el mismo que va conectado a los medidores ION 8650-1, ION 8650-2 y al relé P142 MICOM para la protección de la línea.

Este TP estará instalado en la barra de 22 kV, deberá disponer de dos arrollamientos secundarios, uno para protección y otro para medición. Relación de transformación  $22/\sqrt{3}$  kV /  $110/\sqrt{3}$  V. Clase de precisión 0,2. Burden de 25 VA. Con un nivel básico de aislamiento (BIL) de 125 kV.

En el anexo 3.2 se muestra el diagrama unifilar de la minicentral Gualaceo.

### 3.5.5.4 SECCIONADORES

Se dispondrá de un seccionador tripolar de apertura vertical, operados mediante pértiga. Con capacidad nominal de 100 A y 25 kV. Su operación es manual, no se dispondrá de ninguna señal

### 3.5.5.5 TRANSFORMADOR PRINCIPAL

Para el monitoreo y supervisión del transformador de potencia, se deben tomar en cuenta las siguientes variables: niveles de aceite en el tanque, presencia de gases por medio del relé de Buchholz, nivel de temperatura en los devanados con PT100. Las señales van conectadas al relé Micom P345 se las indico en la tabla 3.14.

Las características principales son:

Descripción del transformador de potencia	
Características	Especificaciones
Potencia nominal	1250 KVA
No. De fases	3
Frecuencia	60 Hz
Tensión nominal primario: Baja tensión	480V
Tensión nominal secundario: Alta tensión	$22000/\sqrt{3}$ V
Tipo de conexión de los devanados	ynD5
Corriente de cortocircuito: en baja tensión	25 kA
Corriente de cortocircuito: en alta tensión	2 kA
Impedancia de cortocircuito	Máx 6%
Mínima distancia de contorno: Alta tensión	560 mm
Mínima distancia de contorno: Baja tensión	58 mm
Tensión máx. de servicio al impulso del rayo BIL: Media tensión	150 kV
Tensión máx. de servicio al impulso del rayo BIL: Baja tensión	30 kV
%Tcc, tensión de corto circuito en %	4.6 %

**TABLA 3-18 CARACTERÍSTICAS TRANSFORMADOR DE POTENCIA.**



Tomado de: Ingeniería de detalle; Rehabilitación minicentral Gualaceo; Tomo II.

### 3.5.5.6 RELÉ LÍNEA MICOM P142

El Relé Micom P142 es un IED, su función será la supervisión de las tensiones y corrientes en la línea, y las protecciones de línea.

Las señales que supervisa el relé son:

Señales monitoreadas por el Relé MICOM P142		
Elemento	Señal	Descripción
Línea	CT1-L	Corriente de fase
Línea	CT2-L	Corriente de fase
Línea	CT3-L	Corriente de fase
Línea	VT1-L	Tensión de fase
Línea	VT2-L	Tensión de fase
Línea	VT3-L	Tensión de fase
Interruptor potencia	Abierto	Indica si está abierto
Interruptor potencia	Cerrado	Indica si está cerrado
Interruptor potencia	Cerrar P142	Orden para cerrar interruptor generador
Interruptor potencia	Abrir P142	Orden para abrir interruptor generador
Interruptor potencia	Disparo P142	Indica que se disparó el Micom P142

TABLA 3-19 SEÑALES AL RELÉ MICOM P142.

Las funciones de protección que se activa son:

PROTECCIONES
SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA, TEMPORIZADA Y DIRECCIÓN DE FASE 50/51/67
SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA, TEMPORIZADA Y DIRECCIÓN DE TIERRA 50N/51N/67N
DE Tensión MINIMA 27
SOBRETENSIÓN 59
FRECUENCIA ANORMAL 81U/81°
CONDUCTOR ROTO BW
SOBRETENSIÓN DE SECUENCIA INVERSA 47.
FALLO DE INTERRUPTOR 50BF-37

TABLA 3-20 PROTECCIONES DEL RELÉ MICOM P142.

### 3.5.6 SERVICIOS AUXILIARES

En la minicentral se debe disponer de diferentes sistemas y subsistemas de servicios auxiliares, los mismos que permitirán de manera autónoma las siguientes acciones:

- Apertura y cierre de interruptores de media y baja tensión, tanto en forma local como remota.
- Alimentación permanente de los IED's de protección y control.
- Alimentación permanente al sistema de medición.



- Suministro de energía permanente al sistema de comunicaciones.
- Suministro de energía eléctrica permanente para los tableros de control y medición de la unidad de generación y la unidad de transformación.
- Suministro de energía para el sistema de señalización e iluminación de emergencia.

A continuación se hará una breve descripción de los subsistemas de servicios auxiliares que se implantarán en la Minicentral Gualaceo.

### **3.5.6.1 SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA**

El sistema de servicios auxiliares de corriente alterna tiene los siguientes componentes:

- **Transformador de Servicios auxiliares**

El propósito de disponer un transformador de servicios auxiliares es disponer de un nivel de tensión adecuado para los circuitos auxiliares, el mismo que no es el nivel de tensión que proporciona el generador principal.

La conexión del transformador de servicios auxiliares se efectuará desde las barras del tablero principal a 480 V AC alimentadas directamente por el generador, pero antes del interruptor de salida al transformador elevador de la subestación.

La refrigeración es de tipo seco, es decir por circulación natural de aire.

- **Tablero principal de distribución de servicios auxiliares**

Este tablero, tiene el propósito de concentrar la distribución de cada circuito auxiliar y la inserción de disyuntores o interruptor de protección y que operen a un nivel de tensión 220/127 VAC, trifásica incluyendo el cableado de conexión desde el tablero de distribución hasta las cargas.

Se alimentará directamente del transformador de servicios auxiliares. En este tablero debe contener todos los circuitos de servicios auxiliares en AC. Entre los circuitos se debe disponer los siguientes:

- Circuito de Iluminación interior casa de máquinas.
- Circuito de tomacorrientes y tomas especiales.
- Circuito de Iluminación exterior.
- Circuito de alimentación al Rectificador-Cargador de baterías 24 V DC.
- Circuito de alimentación de los equipos auxiliares de generación.
- Circuito de alimentación al UPS para los equipos de comunicación.
- Circuitos de reserva.



Para una ilustración gráfica, se presenta en el anexo 3.4 el diagrama unifilar de la alimentación en AC para la Minicentral hidroeléctrica Gualaceo.

### 3.5.6.2 SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA A 24 VDC

El sistema de servicios auxiliares en DC constará de los siguientes componentes:

- **BANCO DE BATERÍAS**

Estará conectado en paralelo con la carga del sistema y con el cargador de baterías. Normalmente la carga del sistema será suministrada por el cargador.

En caso de falla del suministro de AC o del cargador, las baterías deben alimentar la carga de corriente continua requerida por los sistemas de control y protección.

- **RECTIFICADOR/CARGADOR DE BATERÍAS**

El rectificador deberá disponer de una unidad microcontrolada que permita el monitoreo del consumo de corriente, nivel de tensión de salida, administre las alarmas programadas y guarde un historial de los consumos y nivel de carga y descarga del banco de baterías.

La comunicación es vía MODBUS TCP/IP, que se podrá administrar las alarmas, en el PLC y sistema SCADA. A continuación se presenta el paquete de información que envía el cargador de baterías:

SEÑALES ENVIADAS VÍA MODBUS AL PLC	
DESCRIPCIÓN	VARIABLE
Falla total	ON=Falla
Falla cargador de batería	ON=Falla
Falla tensión AC	ON=Falla
Falla tensión DC	ON=Falla
Falla de tierra	ON=Falla
Falla de baterías	ON=Falla
Falla bajo nivel de tensión DC	ON=Falla
Falla limite descarga	ON=Falla
Límite de corriente	ON=Falla
Límite térmico	ON=Falla
DC interruptor open	ON=Falla
Baterías descargadas	ON=Falla
Paro sobre tensión	ON=Falla

**TABLA 3-21 SEÑALES ENVIADAS VÍA MODBUS AL PLC DEL CARGADOR DE BATERÍAS.**  
Tomado: Ingeniería de detalle; Rehabilitación minicentral hidroeléctrica Gualaceo.





Así mismo, se tiene la información requerida en valores analógicos vía MODBUS:

SEÑALES ENVIADAS VÍA MODBUS AL PLC	
DESCRIPCIÓN	ESCALA
Tensión de salida promedio	1
Corriente de salida promedio	1
Tensión de salida promedio	100
Corriente de salida promedio	100
Temperatura sensor interno	10

**TABLA 3-22 SEÑALES RECIBIDAS VÍA MODBUS DESDE EL PLC AL CARGADOR DE BATERÍAS.**  
Tomado: Ingeniería de detalle; Rehabilitación minicentral hidroeléctrica Gualaceo.

#### ○ **TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DE DC**

El tablero de distribución de corriente directa, tendrá un nivel de tensión de 24 VDC, de 60 A de capacidad. Desde aquí se efectuará la conexión y distribución de circuitos de corriente continua. Este tablero debe disponer de por lo menos los siguientes circuitos:

- Circuito del interruptor de 22 kV
- Circuitos del interruptor de 480 V
- Circuito de alimentación IEDs
- Circuito de alimentación PLCs
- Circuito de alimentación servomotores
- Circuito de auxiliares de control de unidad
- Circuito para medición de energía
- Circuito de reserva

Para una ilustración gráfica, se presenta en los anexo 3.5 y 3.6 diagramas unifilares de la alimentación en DC para la minicentral hidroeléctrica Gualaceo.

#### **3.5.6.3 SISTEMA CONTRA INCENDIOS**

La Minicentral deberá estar provista por un sistema contra incendios, apegado a las normas NPFA<sup>4</sup>, la cual contará los siguientes requerimientos:

- Sensores de humo y temperatura para casa de máquinas, mínimo 1 de cada tipo.
- Sensores de humo para el cuarto de transformador de potencia.
- Sensor de humo para el cuarto de 22 Kv.
- Pulsadores de alarma, mínimo 3 estratégicamente ubicados.
- Sirenas para alarma, mínimo 2, estratégicamente ubicadas.

<sup>4</sup> NPFA; Norma para la Seguridad contra incendios.



- Tablero de control y supervisión.
- Luces rotatorias de advertencia, mínimo 2, estratégicamente ubicadas.

Este sistema podrá ser supervisado en forma remota a través del Sistema de Telecontrol, al que también se le transmitirán las alarmas que se produzcan. Los pulsadores de alarma tendrán sobre el sistema de detección, el mismo efecto que si un detector de fuego lo hubiera detectado en la misma zona. Las señales se enviara al PLC mediante modbus y también contara con señal digital como seguridad por si falla la comunicación vía modbus.

## CAPÍTULO 4

### CONTROL DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

#### 4.1 INTRODUCCIÓN

El funcionamiento de la Minicentral hidroeléctrica Gualaceo está bajo el comando de un sistema de supervisión y control automático (SCADA), el cual además de trabajar localmente también puede trabajar remotamente, permitiendo la supervisión y control desde el centro de control ubicado en Saymirín.

La operación de la Minicentral hidroeléctrica Gualaceo es completamente automatizada, por lo que requiere que todos los sistemas que la conforman sean controlados, se ha dividido en 2 sistemas, uno conformado por la unidad de generación y servicios auxiliares y el otro que será para el tanque de carga.

El realizar la automatización total permite que si se presenta una falla de comunicación entre el centro de control Saymirín y la minicentral esta pueda seguir funcionando normalmente. La información generada mientras no exista comunicación con el centro de control se guarda en la memoria del IHM

La automatización permite reducir costos en personal, aprovechamiento mejor de los recursos y mejorar la eficiencia de la producción.

#### 4.2 EL CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC)

El PLC es el elemento encargado de realizar el control de la Minicentral, es donde se alojan todas las instrucciones lógicas para automatizar o controlar procesos de generación de energía en tiempo real. Para ello se necesita tener señales de entrada y salidas.

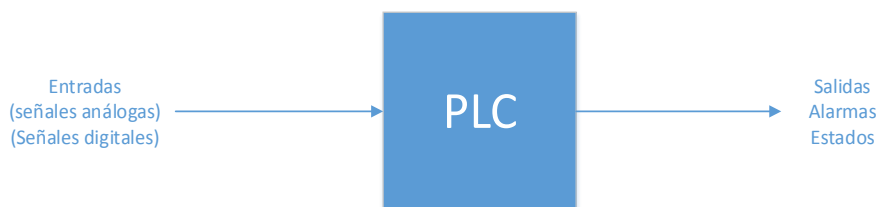
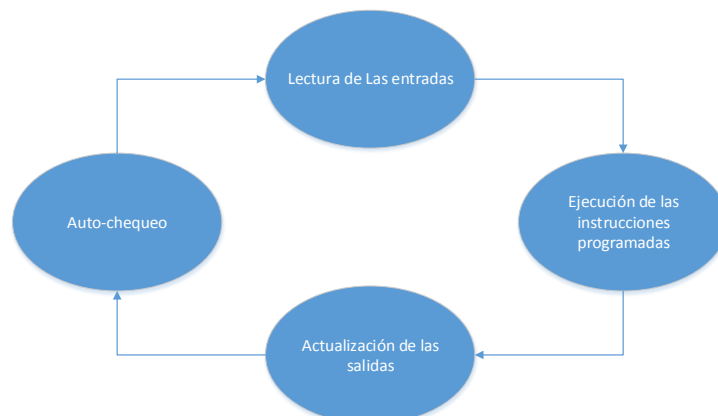


FIGURA 4.1 FUNCIONAMIENTO BÁSICO DE UN PLC.

El PLC realiza un ciclo el primer paso es un auto chequeo del estado del PLC, superado este chequeo, realiza la actualización de los valores de las entradas y las almacena en memoria, como siguiente paso ejecuta las instrucciones guardadas en la memoria y guarda en una tabla imagen los valores de salida, como siguiente paso actualiza los valores de salida con las que se encuentran en la tabla imagen de salida, y se vuelve a repetir el ciclo.

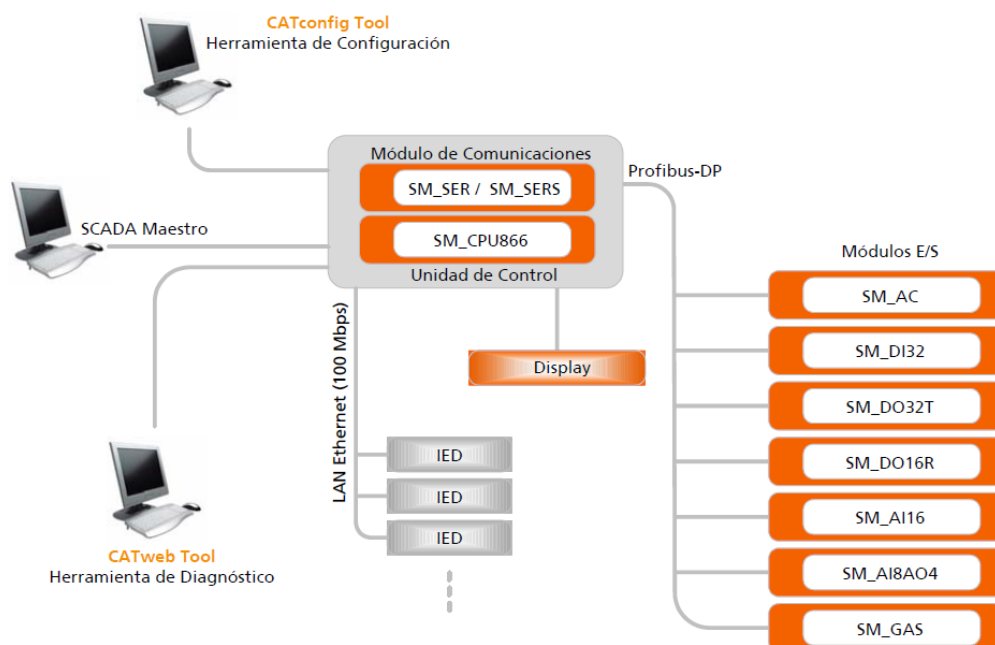


**FIGURA 4.2 PASOS QUE REALIZA EL PLC.**

La Minicentral contará con dos PLC. El primer PLC es un SAITEL 2000DP que se encarga del control del sistema de generación (válvula mariposa, turbina, generador, línea y subestación), y del control de los equipos usados en sistemas de servicios auxiliares. El segundo PLC SAITEL DR se usa para el control del tanque de carga.

#### 4.2.1 SAITEL 2000DP

El conjunto SAITEL 2000DP, tiene un diseño modular que ofrece Telvent Schneider Electric para aplicaciones de control y automatización en tiempo real. Todos los módulos de E/S, CPU y comunicaciones tienen forma idéntica, es decir comparten la misma caja. Los módulos de E/S pueden ser reemplazados en caliente lo que permite realizar la sustitución de cualquier módulo en caso de avería.



**FIGURA 4.3 ARQUITECTURA SAITEL 2000DP.**  
Tomado de: manual de SAITEL 2000DP



#### 4.2.1.1 MÓDULOS SAITEL 2000DP

Los módulos dedicados a la adquisición local son los encargados del intercambio de información con los módulos de entrada/salida, y son distintos dependiendo del tipo de CPU instalado, es decir, de la plataforma hardware sobre la que se ha diseñado la RTU.

Los tipos de módulos que se emplean en la minicentral son:

- SM\_CPU866: CPU del PLC 200DP.
- SM\_SER/ SM\_SERS: Módulos de comunicación.
- SM\_AC: Módulo con 8 o 16 entradas analógicas directas.
- SM\_DI32: Módulo de entradas digitales.
- SM\_DO32T: Módulo de salidas digitales versión relé.

#### MÓDULO DE CONTROL SM\_CPU866

Posee una unidad de control que realiza las funciones de control del equipo, centraliza la información adquirida por otros módulos del sistema y ejecuta los programas de control lógico, protocolos de comunicaciones y aplicaciones específicas de usuario. La comunicación con los demás módulos situados en el Blackplane es a través del protocolo MODBUS.

Se tiene doble unidad de control de manera que si falla la una la otra está disponible para continuar trabajando.

Esta unidad posee indicadores para notificar los siguientes estados:

Nomenclatura	Led Encendido	Led Apagado	Led Parpadeando
PWR	Alimentación correcta del módulo	No hay alimentación	N/A
RUN	N/A	Funcionamiento Incorrecto	Funcionamiento Correcto
FAIL	Fallo en la RTU (asociado a la señal de supervisión FAIL, RTU)	No hay fallo en la RTU	N/A
DIO	Profibus correcto, todos los módulos sin diagnóstico	Algún módulo está fuera de servicio	Alguno de los módulos está en diagnostico
BAT	Batería baja	Batería normal	N/A
ONL	Módulo CPU on-line (en un sistema con CPU's redundantes)	Módulo CPU off-line (en un sistema con CPU's redundantes)	N/A
SYN	Módulo sincronizado por dispositivo externo	Módulo sincronizado por consola o no sincronizado	N/A

**FIGURA 4.4 INDICADORES LUMINOSOS.**  
Tomado de: manual SAITEL 2000DP.

El módulo SM\_CPU866 incorpora precargado de fábrica:

- El software de arranque (*BootRom*) que permite realizar la descarga de archivos vía TFTP y la configuración de la dirección IP inicial.
- El sistema operativo VxWorks.
- La dirección IP por defecto es "172.0.0.1", de manera que el usuario puede conectarse a la CPU desde el software de configuración CATconfig Tool y desde cualquier software cliente FTP.

Este módulo software se ocupa del intercambio de información con los módulos de E/S instalados en Saitel 2000DP. Este módulo está a su vez compuesto por otros dos módulos software:

- **Módulo maestro Profibus-DP.** Este módulo se dedica a la comunicación con los módulos de E/S. El protocolo usado es profibus con alguna extensión desarrollada para dotar a los módulos de la capacidad de gestionar eventos con marca de tiempo.
- **Módulo BinController Profibus-DP.** Este segundo módulo interactúa con coreDb a través del interfaz de BinControllers.

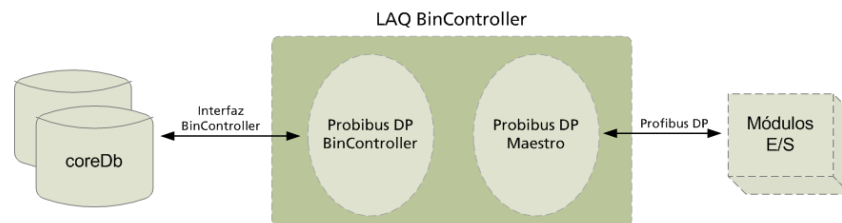


FIGURA 4.5 MÓDULO DE ADQUISICIÓN LOCAL.  
Tomado: manual Saitel 2000DP

### Configuración de Profibus DP

La comunicación para envío de datos que la unidad adquiere se realiza utilizando profibus. Se trata de un protocolo de tipo maestro/esclavo que se basa en un proceso en el cual los módulos son interrogados de forma secuencial, uno tras otro.

Toda la información asociada al protocolo profibus DP se configura a través del fichero profibusdp.xml, que es generado por CATconfig Tool para enviarlo a la SM\_CPU866.

### Configuración de los Módulos de E/S

Por cada uno de los módulos configurados, CATconfig Tool generará un fichero profiXXX.xml donde se configuran los atributos de cada señal gestionada por el módulo. La cadena XXX representa la dirección profibus del módulo que podrá estar entre 0 y 125.



## **MÓDULOS SM\_SER Y SM\_SERS**

Permiten ampliar la capacidad de comunicación del módulo de control, se enlazan con la CPU con un canal de alta velocidad que permite la transferencia bidireccional de información. El SM\_SER permite una comunicación asincrónica, es decir permite la comunicación de forma no simultánea y el módulo MS\_SERS permite una comunicación sincrónica y asincrónica, que significa que permite una comunicación en tiempo real y además de una comunicación no simultánea.

## **MÓDULO SM\_AI16. 16 ENTRADAS ANALÓGICAS**

El módulo SM\_AI16 soporta hasta 16 entradas analógicas configurables de forma dependiente. Está compuesto por:

- Dos bloques de 8 entradas analógicas cada uno
- Un bloque controlador
- Un bloque de indicaciones

Se emplea para adquirir las señales analógicas descritas en el capítulo N°3.

## **SM\_DI32: MÓDULO DE ENTRADAS DIGITALES**

El módulo SM\_DI32 ofrece 32 entradas digitales, se compone de:

- Dos bloques de 16 entradas digitales cada uno.
- Un bloque controlador.
- Un bloque de indicaciones

Adquiere las señales de tipo digitales descritas en el capítulo N°3.

## **MÓDULO SM\_DO32T 32 SALIDAS DIGITALES A TRANSISTOR**

El módulo SM\_DO32T soporta hasta 16 salidas independientes, se compone de:

- Dos bloques de 16 salidas digitales cada uno.
- Un bloque controlador.
- Un bloque de indicaciones.
- Avanzado mecanismo de seguridad de mandos.

Se emplea para salidas digitales descritas en el capítulo N°3. Las salidas a transistor actúan como un interruptor al recibir la orden de activación del PLC se activan.

Las conexiones de alimentación al PLC se realiza con cableado estructurado, el PLC se interconecta con el resto de módulos y reparte la alimentación y su vez envía y recibe las señales de entrada y salida, las señales analógicas son con cable apantallado mientras que las digitales con cableado estructurado.



#### 4.2.2 PLC SAITEL DR

Es un controlador lógico programable compacto que está diseñado para instalaciones simples. Dispone de módulos de extensión de entradas y salidas. Se usa para el control de las compuertas en el tanque de carga, cargador de baterías, el monitoreo del nivel y el caudal en el tanque de carga.

Tiene un módulo *Advance Head Unit* (HUA), unidad lógica donde se centraliza la información, realiza las instrucciones programadas y actualiza los valores de las salidas.

Para la comunicación posee 2 puertos vía RJ-45 para Ethernet, puerto 1 RS-485, 2 puertos RS-232.

Soporta hasta 32 bloques de adquisición incluyendo el módulo AB\_SER. Este módulo le permite al PLC la comunicación con el resto de módulos de adquisición

Para adquirir las señales digitales se emplea el módulo AB\_DI-16. Puede adquirir hasta 16 entradas digitales, en la minicentral se emplea dos de estos módulos ya que existen 16 entradas digitales y el resto quedan de reserva.

Para la salida digital se emplea el módulo AB\_DO-8, tiene 8 salidas a relé en la minicentral para el tanque de carga se emplean 5 salidas digitales quedando 3 salidas de reserva.

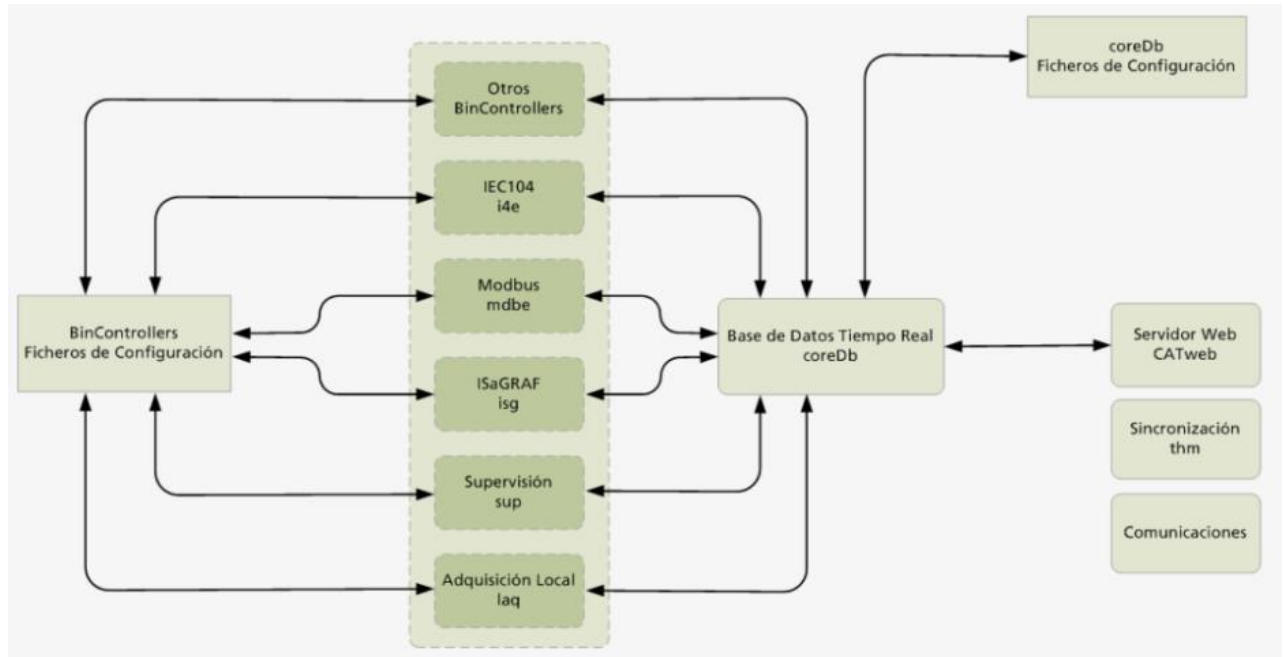
Para la adquisición de señales analógicas se usa el módulo AB\_AI-8, que posee 8 entradas analógicas. En el tanque de carga tenemos 2 señales analógicas quedando 6 para reserva.

#### 4.3 CATCONFIG TOOL

Este software permite configurar la unidad terminal remota (RTU). Se declara información de cuáles son las variables a emplear, con que protocolo de comunicación tratar las señales, y de donde provienen y a donde van a ser enviadas las señales

En la siguiente figura se puede observar las diferentes aplicaciones y protocolos que se emplean en Catconfig tool.

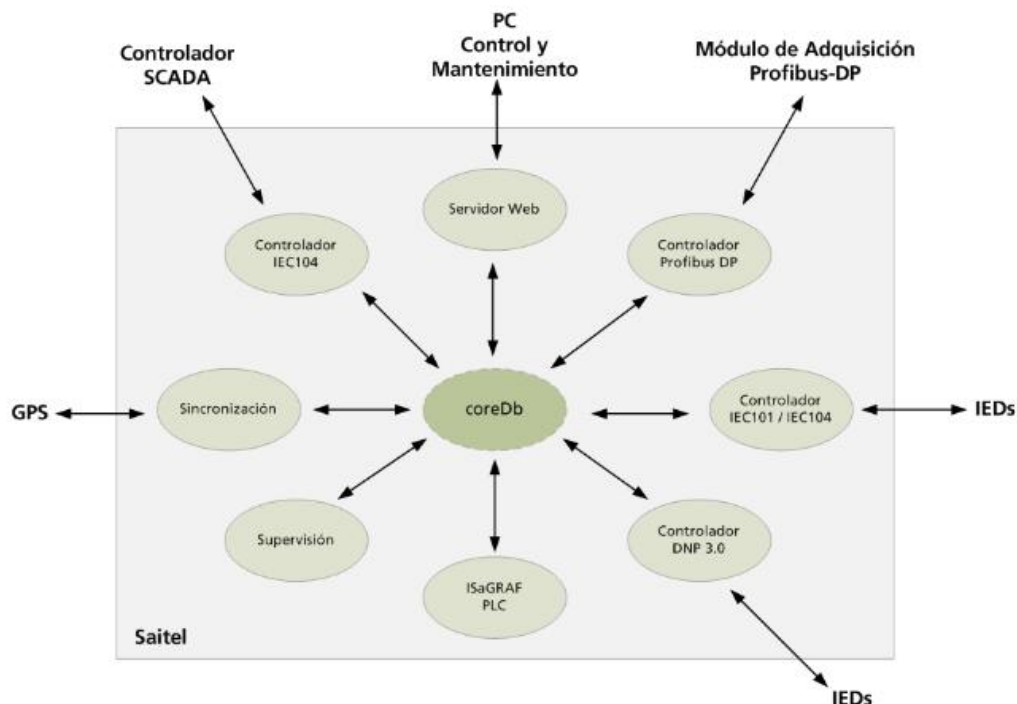




**FIGURA 4.6 ESTRUCTURA DE SOFTWARE PARA LAS RTU DE SAITEL.**  
Tomado de: manual Saitel

El sistema operativo VxWorks presente en la RTU, realiza la gestión de aplicaciones en tiempo real.

El coreDb es la base de datos de tiempo real y es la parte más importante, aquí se almacenan los datos que se adquieren y se envían a los equipos que requieren la información almacenada.



**FIGURA 4.7 ESTRUCTURA DE COREDB.**

Conceptos:



*BIN*: se conoce como bin a los equipos de los cuales se toman señales entradas y se envían señales de salida como son IED, SCADA, sensores. Como ejemplo tenemos el Micom p345

*BinController*: La información que es adquirida de un BIN es procesada según el protocolo de comunicación.

*Interfaz de BinController*: permite la comunicación de coreDb y los BinController.

Interfaz de usuario: permite la configuración de las señales de los *Bin* a través de la interfaz de CATconfig Tool.

Los equipos (*Bin*) envían la información a la coreDb por medio del *BinController* que es el encargado de gestionar el protocolo de comunicación correspondiente. El *BinController* envía los datos a la coreDb a través de la interfaz *BinController*. Así mismo desde el coreDb se puede extraer información hacia los equipos.

El usuario puede realizar las configuraciones a través de la interfaz de usuario. Una vez que la base de datos está configurada completamente, se generan los ficheros y se pasan a la CPU de Saitel, donde son procesados por el software.

El intercambio de información entre la CPU y CATconfig Tool, no es continuo, sino que se realiza en función de una petición del usuario y a través de ficheros XML.

#### 4.3.1 ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ARQUITECTURA SOFTWARE

**Interfaz de usuario:** Es una interfaz gráfica que permite al usuario la configuración de los equipos. Cada equipo (*Bin*) dispone de una interfaz que permite al usuario interactuar con la base de datos (coreDb) según las reglas definidas por los protocolos de comunicación (*bincontroller*). Se puede configurar 4 tipos de datos en la coreDB siendo estos:

- *Status* (digitales de entrada)
- *Analog* (analógicas de entrada)
- *setPoint* (consignas)
- *Command* (digitales de salida)

**CoreDb.-** es la base de datos de tiempo real (BDTR), en ella se mantiene toda la información controlada y gestionada por el sistema de control de la Minicentral Gualaceo.

Todos los módulos software que acceden a la información de coreDb deben cumplir las siguientes reglas.



- Cada elemento de coreDb puede tener asociada una o varias fuentes, que serán señales uno o varios *Bins*.
- Cada señal de un *Bin* sólo puede ser fuente de un punto de coreDb.
- Las señales de coreDb de tipo status y analog pueden tener asociadas varias señales de Bin como destino de la información.
- Una señal de un *Bin* no podrá ser destino de varios elementos de coreDb.

**BinControllers.-** Cada *Bin* mantiene una lista de las señales que controla, asociándole una etiqueta a cada una de ellas. Esta etiqueta recibe el nombre de coordenada y sirve para identificar a la señal de forma unívoca como fuente o destino de un elemento de coreDb.

CATconfig Tool permite la instalación de las siguientes interfaces de comunicación:

- Isagraf (isg)
- MODBUS maestro (mdbm) y/o esclavo (mdbe)
- IEC 101 maestro (i1m) y/o esclavo (i1e)
- IEC 104 maestro (i4m) y/o esclavo (i4e)
- DNP maestro (dnpm) y/o esclavo (dnpe)
- Adquisición Local de Saitel 2000DP (laq), Saicom\_I/O (flaq) y Saitel DR (claq)

#### 4.3.2 CATCONFIG TOOL PARA LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICAS GUALACEO

Se emplea el software catconfig tool para elaborar la base de datos con las señales que se describieron en el capítulo N°3.

##### 1.- Configuración de Bins.

Para su configuración se comienza definiendo la comunicación donde se dará una dirección IP al equipo. Se emplea las IP que ELECAUSTRO tenga disponible en función que este proyecto se incorpora al centro de control ubicado en Saymirín. También se escoge el puerto local que se le asigna al elemento y es único para cada equipo. Se selecciona el tipo y el modo de funcionamiento si envía señales o recibe.

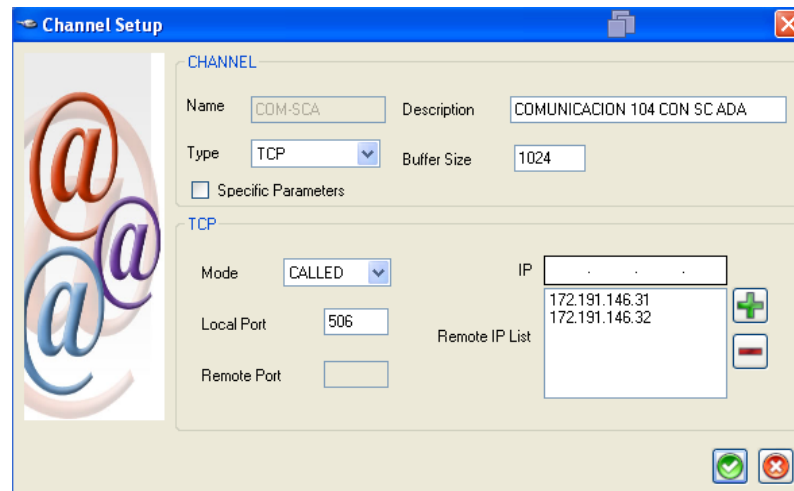


FIGURA 4.8 CANALES DE COMUNICACIÓN.

Para declarar los bins a emplearse se llena la tabla. En la sección de nombre “*NAME*” se introduce el nombre de *Bin* correspondiente, la siguiente sección se describe el Bin y finalmente en la sección de *CONTROLLER* se indica cual va hacer la interfaz. Cada *bin* debe tener asigna la comunicación que previamente se configuro

	NAME	DESCRIPTION	CONTROLLER
0	ExpHMI	HMI	mdbe
1	ExpIsa	Isagraf	isg
2	analog		
3	status		
4	ExpSCA	SCADA	ile
5	REG	rele generador	dnpm
6	REL	rele linea	dnpm
7	CARBAT	cargador de bateria	mdbm
8	SCI	Sistema contra incendios	mdbm
9	Adq_Profibus	adquisicion profibus local	laq_ex
►*			

FIGURA 4.9 DEFINICIÓN DE BIN.

Para la adquirir las señales se añadé los módulos de entrada y salida a emplearse descritos anteriormente.

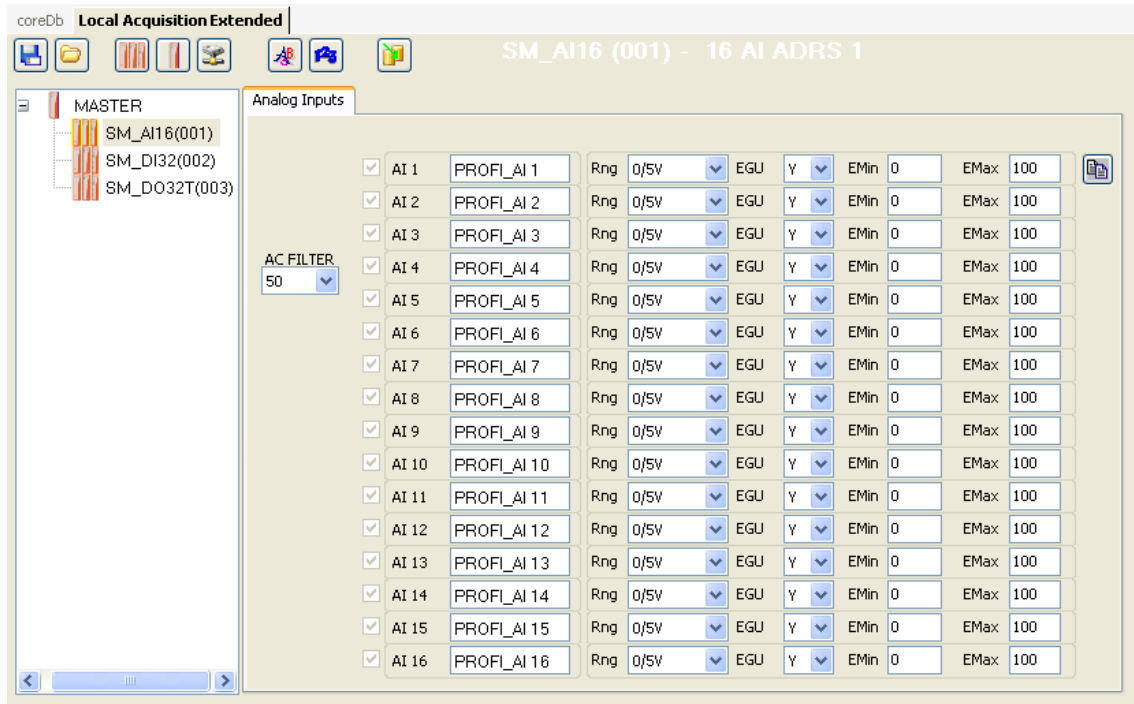


FIGURA 4.10 DEFINICIÓN DE BIN.

## 2.- Configuración de señales

En este paso se elabora la base de datos, en las tablas que le corresponda a la tipo de señal que ya se mencionaron.

Para la identificación de una señal se emplea el uso de las coordenadas que está compuesta por 10 dígitos que tiene el siguiente formato:

A: un dígito para identificar el protocolo, Para profibus-DP es el número 2.

BBB: son tres dígitos que indican la dirección en profibus-DP van del 000 al 125.

CC: dos dígitos para indicar el tipo de información asociada a la señal en la siguiente tabla se observan los valores que pueden ser tomados.



VALOR	DESCRIPCIÓN
00	Punto de control para conocer el estado de las comunicaciones
01	Entrada analógica de 16 bits
02	Entrada digital de un bit
03	Entrada de acumulador de 32 bits
04	Salida analógica de 16 bits
05	Salida digital de un bit
07	Entrada digital de dos bits
08	Medida de frecuencia de 32 bits
09	Acumulador rápido de 32 bits
10	Entrada digital de 1 bit ( de la tabla de entrada de Profibus)
11	Entrada digital de 2 bits ( de la tabla de entrada de Profibus)
12	Entrada analógica de 8 bits ( de la tabla de entrada de Profibus)
13	Entrada analógica de 16 bits ( de la tabla de entrada de Profibus)
14	Entrada analógica de 32 bits ( de la tabla de entrada de Profibus)
15	Salida digital de dos bits
16	Salida digital de 1 bit ( de la tabla de entrada de Profibus)
17	Salida digital de 2 bits ( de la tabla de entrada de Profibus)
18	Salida analógica de 8 bits ( de la tabla de entrada de Profibus)
19	Salida analógica de 16 bits ( de la tabla de entrada de Profibus)
20	Salida analógica de 32 bits ( de la tabla de entrada de Profibus)

**TABLA 4-1 TIPO DE SEÑALES.**

DDDD: para numerar las distintas señales empleadas inician desde el 0000.

a) Status

En la figura 4.11 se observa la pantalla Status, en esta se alojan todas las variables digitales de entrada descritas en el capítulo N°3, de que equipo son tomadas y en cuales se van a emplear. Para Isagraf la variable digital se identifica al poner después del nombre de la variable la letra "B". Como ejemplo: la parada de emergencia, como etiqueta será nombrada como GUA1X01\_01 donde GUA1 es el nombre, 01 representa que es conectado en módulo 1 y el 01 indica que se encuentra en la entrada N°1. Para indicar que es de tipo boolean se pone: GUA1X01\_01:B.



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CA1config Tool V7.5.7.0 - Name: guala. ID: guala\_5/23/2014 10:39:10 AM\_21

RTU Project coreDb Channels Synchronization Bin Controller View Help Language Add-Ons

coreDb

Name Source AND Destination Error rows

	NAME	DESCRIPTION	SOURCE1 BIN	SOURCE1 COORDINATES	SO1	SO1 BIN	SO1 COORDINATES	DESTINATION1 BIN	DESTINATION1 COORDINATES	DESTINATION2 BIN	DESTINATION2 COORDINATES	DESTINATION3 BIN	DESTINATION3 COORDINATES	DESTINATION4 BIN	DESTINATION4 COORDINATES	DE CC
0	GUA1X01_01	PARADA DE EMERGENCIA	AdqProfibus	2000020000				ExpIsa	GUA1X01_01-B	ExpSCA	1000:MSP	ExpIHM	20001			
1	GUA1X01_02	WATCH DOG PLC	AdqProfibus	2000020001				ExpIsa	GUA1X01_02-B	ExpSCA	1001:MSP	ExpIHM	20002			
2	GUA1X01_03	MODO LOCAL	AdqProfibus	2000020002				ExpIsa	GUA1X01_03-B	ExpSCA	1002:MSP	ExpIHM	20003			
3	GUA1X01_04	MODO REMOTO	AdqProfibus	2000020003				ExpIsa	GUA1X01_04-B	ExpSCA	1003:MSP	ExpIHM	20004			
4	GUA1X01_05	RESET	AdqProfibus	2000020004				ExpIsa	GUA1X01_05-B	ExpSCA	1004:MSP	ExpIHM	20005			
5	GUA1X01_06	FALLA COMUNICACIONES	AdqProfibus	2000020005				ExpIsa	GUA1X01_06-B	ExpSCA	1005:MSP	ExpIHM	20006			
6	GUA1X01_07	BREAKER DISPARO COMUNICACIONES	AdqProfibus	2000020006				ExpIsa	GUA1X01_07-B	ExpSCA	1006:MSP	ExpIHM	20007			
7	GUA1X01_08	BREAKER TURBINA ON	AdqProfibus	2000020007				ExpIsa	GUA1X01_08-B	ExpSCA	1007:MSP	ExpIHM	20008			
8	GUA1X01_09	BREAKER TURBINA OFF	AdqProfibus	2000020008				ExpIsa	GUA1X01_09-B	ExpSCA	1008:MSP	ExpIHM	20009			
9	GUA1X01_10	ALARMA AVR	AdqProfibus	2000020009				ExpIsa	GUA1X01_10-B	ExpSCA	1009:MSP	ExpIHM	20010			
10	GUA1X01_11	DISPARO AVR	AdqProfibus	2000020010				ExpIsa	GUA1X01_11-B	ExpSCA	1010:MSP	ExpIHM	20011			
11	GUA1X01_12	RELE GENERADOR	AdqProfibus	2000020011				ExpIsa	GUA1X01_12-B	ExpSCA	1011:MSP	ExpIHM	20012			
12	GUA1X01_13	BREAKER BOMBA DEFLECTOR	AdqProfibus	2000020012				ExpIsa	GUA1X01_13-B	ExpSCA	1012:MSP	ExpIHM	20013			
13	GUA1X01_14	BREAKER SOLENOIDE DEFLECTOR	AdqProfibus	2000020013				ExpIsa	GUA1X01_14-B	ExpSCA	1013:MSP	ExpIHM	20014			
14	GUA1X01_15	BREAKER BOMBA INYECTOR 1	AdqProfibus	2000020014				ExpIsa	GUA1X01_15-B	ExpSCA	1014:MSP	ExpIHM	20015			
15	GUA1X01_16	BREAKER SOLENOIDE INYECTOR 1	AdqProfibus	2000020015				ExpIsa	GUA1X01_16-B	ExpSCA	1015:MSP	ExpIHM	20016			
16	GUA1X01_17	BREAKER BOMBA INYECTOR 2	AdqProfibus	2000020016				ExpIsa	GUA1X01_17-B	ExpSCA	1016:MSP	ExpIHM	20017			
17	GUA1X01_18	BREAKER SOLENOIDE INYECTOR 2	AdqProfibus	2000020017				ExpIsa	GUA1X01_18-B	ExpSCA	1017:MSP	ExpIHM	20018			

Log Console

29/05/2014 10:36:02 Project Loaded from C:\Documents and Settings\Administrador\Escritorio\gualaceo\guala Files

Ready

FIGURA 4.11 CONFIGURACIÓN DE VARIABLES TIPO STATUS.

- Name: nombre o TAG de la variable que será grabada en coreDb.
- Description: Descripción de la variable
- Source1 Bin: Indica la fuente donde se origina la variable
- Source1 Coordinates: Es la coordenada o dirección donde se encuentra la variable en la fuente donde se origina.
- Destination1 Bin: Destino de la variable en la tabla podemos ver que su destino es IsaGraf.
- Destination1 Coordinates: Es la coordenada a donde va destinada la variable dentro de IsaGraf.
- Destination2 Bin: Destino de la variable en el SCADA.
- Destination2 Coordinates: La dirección de la variable dentro del sistema SCADA.
- Destination3 Bin: Variable destinada a un IHM
- Destination3 Coordinates: Dirección dentro del IHM donde va destinada la variable.

b) Analog

Es esta sección se encuentran las variables analógica, que es exactamente igual que la tabla anterior. Para indicar que es una variable analógica para su uso en Isagraf después del nombre de la variable se coloca la letra A de analógica, por ejemplo: GUA1Z01\_01: A.





UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

RTU Project coreDb Channels Synchronization Bin Controller View Help Language Add-Ons

coreDb

Bin Status Command Analog Setpoint

Name

Source

AND

Destination

Error rows

	NAME	DESCRIPTION	SOURCE1 BIN	SOURCE1 COORDINATES	SOURCE2 BIN	SOURCE2 COORDINATES	DESTINATION1 BIN	DESTINATION1 COORDINATES	DESTINATION2 BIN	DESTINATION2 COORDINATES	DESTINATION3 BIN	DESTINATION3 COORDINATES
0	GUA1201_01	POSICION INYECTOR 1	AdqProfibus	2000010001			ExpIsa	GUA1201_01:A	ExpSCA	13000:MMEA	ExpHMI	30001
1	GUA1201_02	POSICION INYECTOR 2	AdqProfibus	2000010002			ExpIsa	GUA1201_02:A	ExpSCA	13001:MMEA	ExpHMI	30002
2	GUA1201_03	POSICION INYECTOR 3	AdqProfibus	2000010003			ExpIsa	GUA1201_03:A	ExpSCA	13002:MMEA	ExpHMI	30003
3	GUA1201_04	POSICION INYECTOR 4	AdqProfibus	2000010004			ExpIsa	GUA1201_04:A	ExpSCA	13003:MMEA	ExpHMI	30004
4	GUA1201_05	CAUDAL TUBERIA	AdqProfibus	2000010005			ExpIsa	GUA1201_05:A	ExpSCA	13004:MMEA	ExpHMI	30005
5	GUA1201_06	PRESION TUBERIA	AdqProfibus	2000010006			ExpIsa	GUA1201_06:A	ExpSCA	13005:MMEA	ExpHMI	30006
6	GUA1201_07	PRESION DISTRIBUIDOR	AdqProfibus	2000010007			ExpIsa	GUA1201_07:A	ExpSCA	13006:MMEA	ExpHMI	30007
7	GUA1201_08	VIBRACION AXIAL N.D.E	AdqProfibus	2000010008			ExpIsa	GUA1201_08:A	ExpSCA	13007:MMEA	ExpHMI	30008
8	GUA1201_09	VIBRACION RADIAL N.D.E	AdqProfibus	2000010009			ExpIsa	GUA1201_09:A	ExpSCA	13008:MMEA	ExpHMI	30009
9	GUA1201_10	VIBRACION RADIAL D.E	AdqProfibus	2000010010			ExpIsa	GUA1201_09:A	ExpSCA	13009:MMEA	ExpHMI	30010
10	GUA1201_11	VELOCIDAD	AdqProfibus	2000010011			ExpIsa	GUA1201_10:A	ExpSCA	13010:MMEA	ExpHMI	30011
11	GUA2201_01	SENSOR DE FLUJO	ExpIsa	GUA2201_01:A			ExpSCA	13011:MMEA	ExpHMI	30012		
12	GUA2201_02	SENSOR DE PRESION	ExpIsa	GUA2201_02:A			ExpSCA	13012:MMEA	ExpHMI	30013		
13	GUACB201_01	TENSION DE SALIDA PROMEDIO	CARBAT	40013			ExpIsa	GUACB201_01:A	ExpSCA	13013:MMEA	ExpHMI	30014
14	GUACB201_02	CORRIENTE DE SALIDA PROMEDIO	CARBAT	40014			ExpIsa	GUACB201_02:A	ExpSCA	13014:MMEA	ExpHMI	30015
15	GUACB201_03	TENSION DE SALIDA PROMEDIO	CARBAT	40015			ExpIsa	GUACB201_03:A	ExpSCA	13015:MMEA	ExpHMI	30016
16	GUACB201_04	CORRIENTE DE SALIDA PROMEDIO	CARBAT	40016			ExpIsa	GUACB201_04:A	ExpSCA	13016:MMEA	ExpHMI	30017
17	GUACB201_05	TEMPERATURA DE SENSORES INTERNOS	CARBAT	40017			ExpIsa	GUACB201_05:A	ExpSCA	13017:MMEA	ExpHMI	30018

Log Console

29/05/2014 10:36:02 Project Loaded from C:\Documents and Settings\Administrador\Escritorio\gualceco\guala Files

FIGURA 4.12 CONFIGURACIÓN DE VARIABLES TIPO ANALOG.

c) Command

En esta pestaña se tiene las señales digitales de salida, así mismo como en las tablas anteriores.

CAIconfig Tool V7.5.7.0 - Name: guala. ID: guala\_5/23/2014 10:39:10 AM\_21

RTU Project coreDb Channels Synchronization Bin Controller View Help Language Add-Ons

Telvent

coreDb

Bin Status Command Analog Setpoint

Name Source AND Destination Error rows

	NAME	DESCRIPTION	SOURCE1 BIN	SOURCE1 COORDINATES	SOURCE2 BIN	SOURCE2 COORDINATES	DESTINATION1 BIN	DESTINATION1 COORDINATES	DESTINATION2 BIN	DESTINATION2 COORDINATES	NON VOLATILE
0	GUA1Y01_01	LUZ DE FALLA	ExpSCA	15000:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_01:B			<input type="checkbox"/>
1	GUA1Y01_02	RESISTENCIAS DE CALENTAMIENTO	ExpSCA	15001:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_02:B			<input type="checkbox"/>
2	GUA1Y01_03	BOMBA DEFLECTOR	ExpSCA	15002:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_03:B			<input type="checkbox"/>
3	GUA1Y01_04	SOLENOIDE DEFLECTOR	ExpSCA	15003:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_04:B			<input type="checkbox"/>
4	GUA1Y01_05	ABRIR INYECTOR 1	ExpSCA	15004:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_05:B			<input type="checkbox"/>
5	GUA1Y01_06	CERRAR INYECTOR 1	ExpSCA	15005:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_06:B			<input type="checkbox"/>
6	GUA1Y01_07	SOLENOIDE INYECTOR 1	ExpSCA	15006:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_07:B			<input type="checkbox"/>
7	GUA1Y01_08	ABRIR INYECTOR 2	ExpSCA	15007:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_08:B			<input type="checkbox"/>
8	GUA1Y01_09	CERRAR INYECTOR 2	ExpSCA	15008:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_09:B			<input type="checkbox"/>
9	GUA1Y01_10	SOLENOIDE INYECTOR 2	ExpSCA	15009:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_10:B			<input type="checkbox"/>
10	GUA1Y01_11	ABRIR INYECTOR 3	ExpSCA	15010:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_11:B			<input type="checkbox"/>
11	GUA1Y01_12	CERRAR INYECTOR 3	ExpSCA	15011:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_12:B			<input type="checkbox"/>
12	GUA1Y01_13	SOLENOIDE INYECTOR 3	ExpSCA	15012:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_13:B			<input type="checkbox"/>
13	GUA1Y01_14	ABRIR INYECTOR 4	ExpSCA	15013:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_14:B			<input type="checkbox"/>
14	GUA1Y01_15	CERRAR INYECTOR 4	ExpSCA	15014:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_15:B			<input type="checkbox"/>
15	GUA1Y01_16	SOLENOIDE INYECTOR 4	ExpSCA	15015:CSC			ExpIsa	GUA1Y01_16:B			<input type="checkbox"/>
16	GUA1Y02_01	ABRIR BY-PASS	ExpSCA	15015:CSC			ExpIsa	GUA1Y02_01:B			<input type="checkbox"/>
17	GUA1Y02_02	CERRAR BY-PASS	ExpSCA	15016:CSC			ExpIsa	GUA1Y02_02:B			<input type="checkbox"/>
18	GUA1Y02_03										<input type="checkbox"/>

Log Console

29/05/2014 10:36:02 Project Loaded from C:\Documents and Settings\Administrador\Escritorio\gualaceo\guala Files

FIGURA 4.13 CONFIGURACIÓN DE VARIABLES TIPO COMAND.

En el anexo 4.1 se puede ver los Bin empleados en la base de datos, tanto el relé de línea como el de generador emplea el protocolo IEC 61850 pero por licencia del programa consta con protocolo DNP.

En el anexo 4.2 consta las variables digitales de entrada, tanto del nivel de campo (sensores y actuadores) como las que van vía comunicación modbus, IEC 60870-5-104.



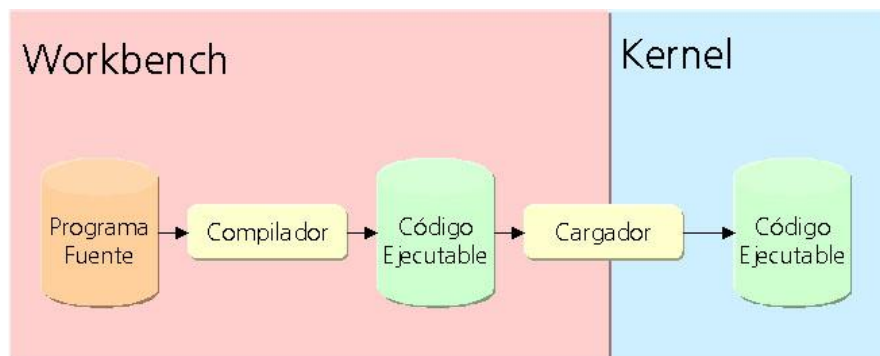
En el anexo 4.3 se puede apreciar las variables de comandos (digitales de salida) empleadas en la minicentral, y en el anexo 4.4 de las analógicas de entrada.

#### 4.4 ISAGRAF

Isagraf es un software empleado para realizar la programación lógica del PLC. Está compuesto de dos bloques Workbench y el Kernel.

El Workbench es el entorno de programación lógica. Este entorno se instala y se ejecuta en cualquier PC, desde este PC se carga la lógica en la máquina sobre la cual se van a ejecutar.

El kernel es el componente donde se ejecutan los proyectos de lógica.



**FIGURA 4.14 WORKBENCH Y KERNEL.**  
Tomado de: manual Isagraf

Tanto el PLC de máquina como el del tanque de carga tienen asociada un proyecto, en el cual se establecen las instrucciones de funcionamiento en función a los valores recibidos de la base de datos.

Los programas que pertenecen al proyecto que se encargan del control del sistema, emplean tanto señales de entrada como de salida, por lo que es necesario la declaración de estas variables, para ellos se emplea la herramienta de diccionario que provee el software de Isagraf.

##### 4.4.1 DICCIONARIO

Esta herramienta permite:

- Declaración de variables asociadas al sistema.
- Declarar variables internas que permitirán la realización de cálculos en la lógica.
- Permite importación de la base de datos.

En la ventana del diccionario se encuentra una sección para cada tipo de variable que se puede utilizar en el programa.

Booleanos (señales digitales)

Enteros/reales (señales analógicas)

Temporizadas (para indicar tiempo)

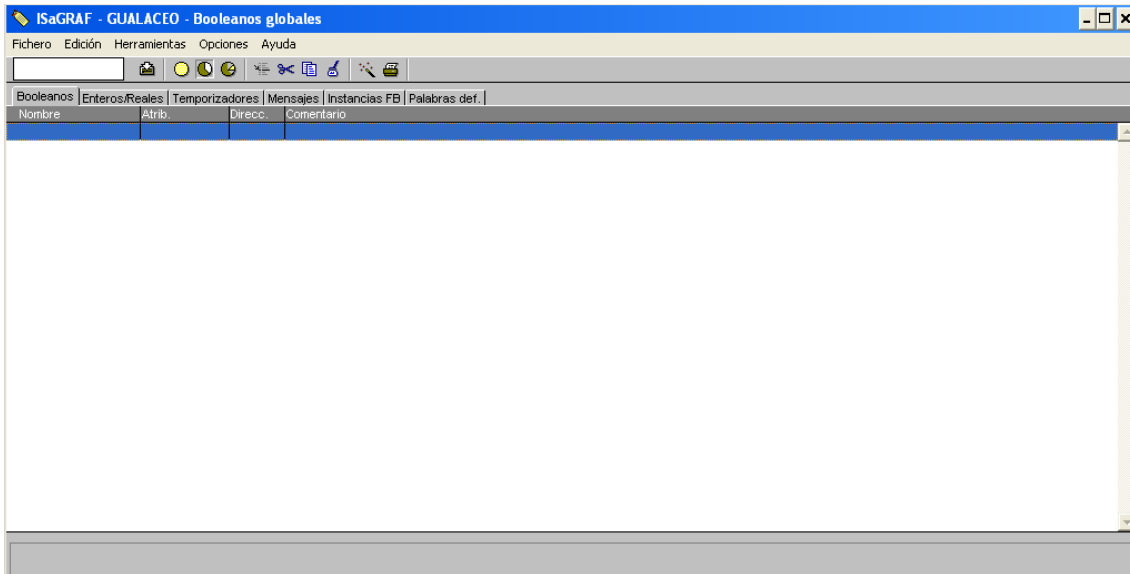


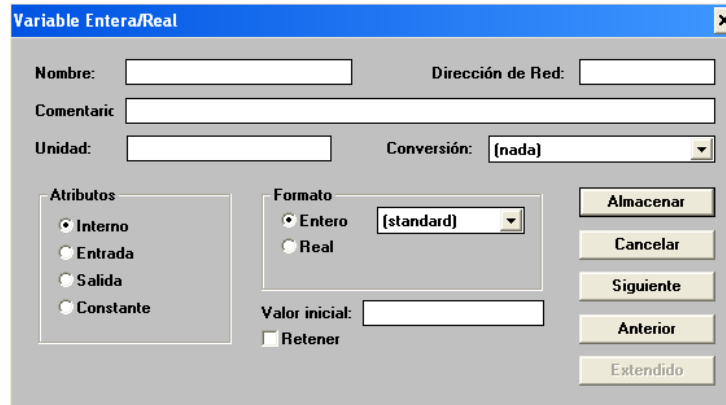
FIGURA 4.15 DICCIONARIO DEL PROGRAMA.

Para la creación de las variables hay que especificar los siguientes parámetros:

- Nombre: Utilizado como tag. Es como le va a conocer el programa.
- Comentario: es una breve descripción de la variable.
- Atributos: Se establece si es una variable interna o una externa de entrada o salida.
- Valores: En el caso de variables Booleanas se puede indentificar con dos valores significativos (0 o 1, “on”u “off”).

Ingresado los valores de la variables se procede almacenar.

FIGURA 4.16 PARÁMETROS DE UNA VARIABLE BOOLEANA.



**Variable Entera/Real**

Nombre:  Dirección de Red:

Comentario:

Unidad:  Conversión: [nada]

Atributos:

- ☒ Interno
- ☐ Entrada
- ☐ Salida
- ☐ Constante

Formato:

- ☒ Entero [standard]
- ☐ Real

Valor inicial:

☐ Retener

Almacenar

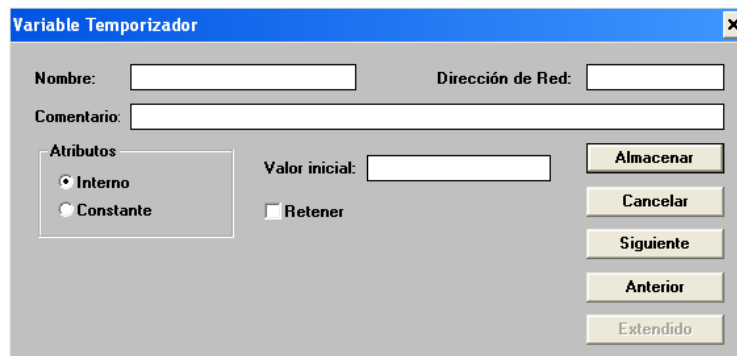
Cancelar

Siguiente

Anterior

Extendido

FIGURA 4.17 PARÁMETROS DE UNA VARIABLE ANALÓGICA.



**Variable Temporizador**

Nombre:  Dirección de Red:

Comentario:

Atributos:

- ☒ Interno
- ☐ Constante

Valor inicial:

☐ Retener

Almacenar

Cancelar

Siguiente

Anterior

Extendido

FIGURA 4.18 PARÁMETROS DE UNA VARIABLE TEMPORIZADA.

#### 4.4.2 INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN CON OTRAS APLICACIONES

El diccionario de ISaGRAF incluye la función de importación y exportación que permite el intercambio de información con otras aplicaciones, como son hojas de cálculo, procesador de texto y bases de datos. Los comandos se los encontrar en el menú Herramientas.

El comando de Exportar texto, nos permite emplear la información generada en el diccionario en otras aplicaciones. Al ejecutar el comando tendremos una ventana para poder escoger exportar Lista completa o solo parte de ellas con la opción de variables seleccionadas.



**Exportar variables**

Exportar:

- ☒ Lista completa
- ☐ Variables seleccionadas

Enviar a:

- ☒ Portapapeles
- ☐ Fichero:

Formato: Separadores tabulador

Aceptar

Cancelar

Explorar

Palabras clave

FIGURA 4.19 EXPORTACIÓN DE VARIABLES.

El comando de Importar texto, permite usar información de variables generadas en otro software para el uso en ISaGRAF. Al ejecutar el comando se presenta una ventana en la que se puede escoger la opción de portapapeles o la opción de fichero, mediante el comando explorar se localiza el archivo a importar.

La función de importación reconoce automáticamente el formato, que utiliza el texto importado.

Si faltan campos, se rellenan automáticamente con valores por defecto.

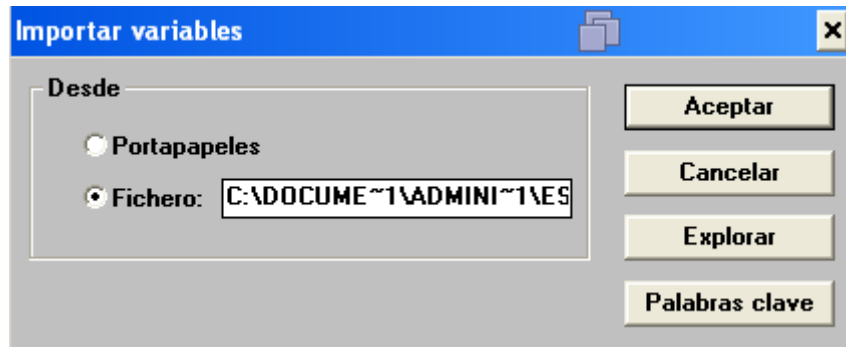


FIGURA 4.20 IMPORTACIÓN DE VARIABLES.

## CONEXIÓN DE SEÑALES DE ENTRADA/ SALIDA

El software tiene incorporado una herramienta de simulación; para poder utilizarla es necesario conectar las variables a una tarjeta de entrada digital o analógica según el caso y de igual manera para las variables de salida. En el menú de herramientas se puede encontrar la opción de Conexión E/S.

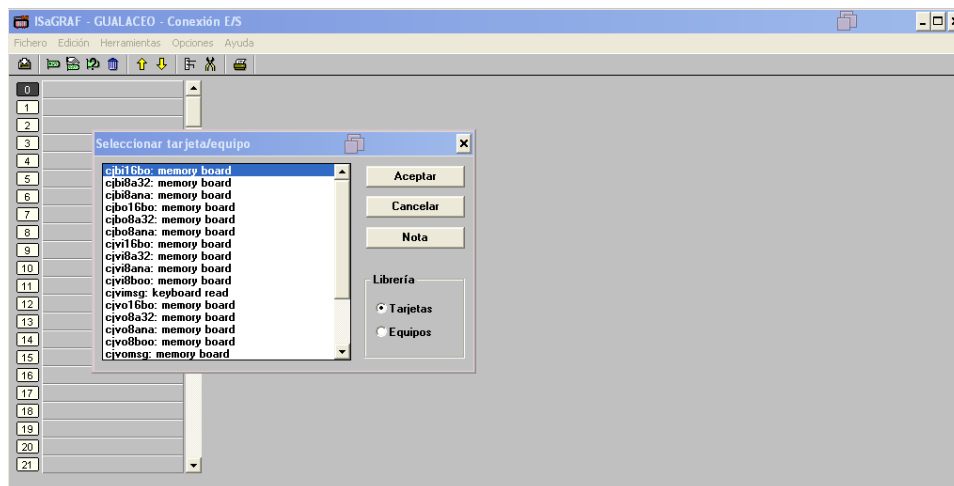


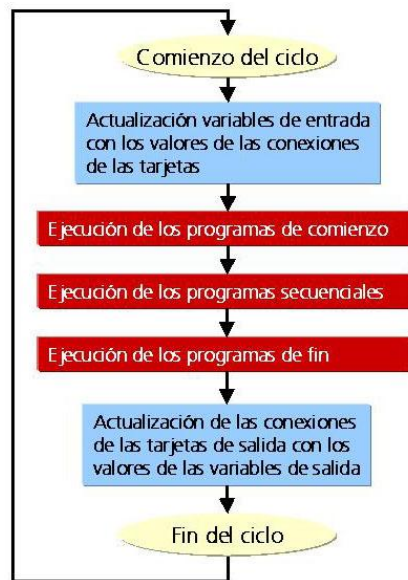
FIGURA 4.21 TARJETAS E/S.

Una vez escogida la tarjeta las señales se van asociado a la tarjeta de entrada o salida según el caso de las señales.

### 4.4.3 CICLO DE EJECUCIÓN

Se entiende por ciclo de ejecución con el período necesario para que se ejecuten todas las instrucciones de los programas. Los programas se clasifican en:

- Programas de inicio: Son programas cuyas instrucciones se ejecutan al inicio del ciclo.
- Programas secuenciales: Son programas que se ejecutan entre el inicio y el final del ciclo. Estos programas describen una serie de pasos que se ejecutan de forma secuencial. Es decir que el resto de paso espera mientras se complemente el anterior.
- Programas de fin: Son programas que se ejecutan al final del ciclo.



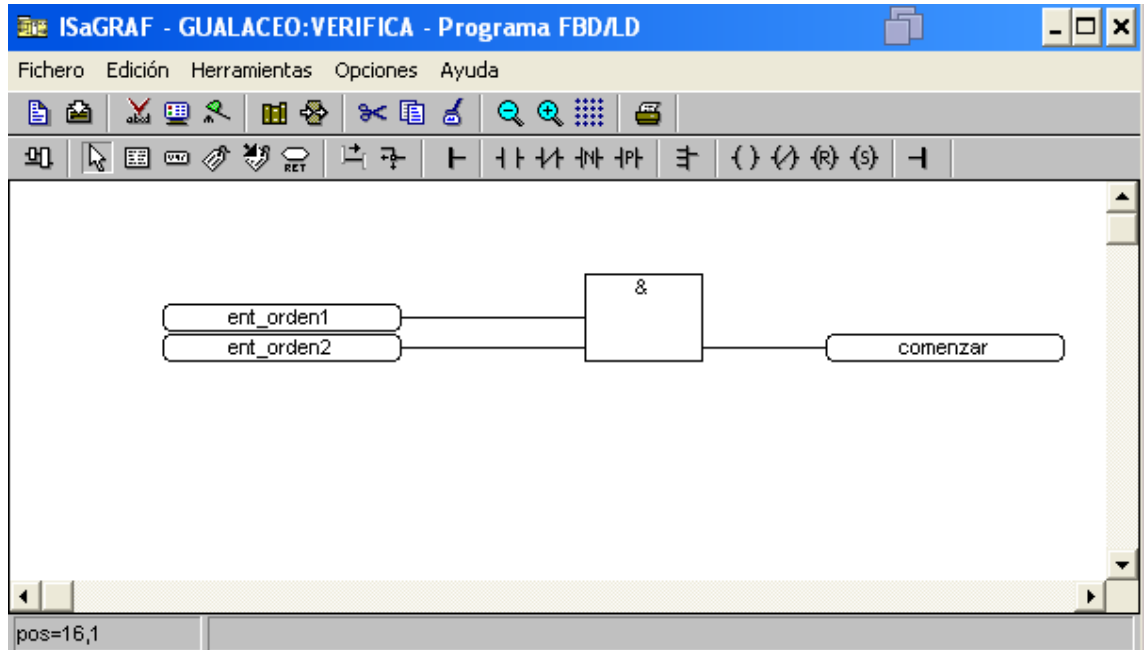
**FIGURA 4.22 CICLO DE EJECUCIÓN.**  
Tomado de: manual ISagraf

#### 4.4.4 LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN

Para la elaboración de programas de comienzo y fin se puede utilizar:

- Diagrama de función de bloques (FBD): Permite una programación gráfica, los operadores se representan por funciones rectangulares y las variables de entrada/salida se conectan a ellos por medio de enlaces lógicos.

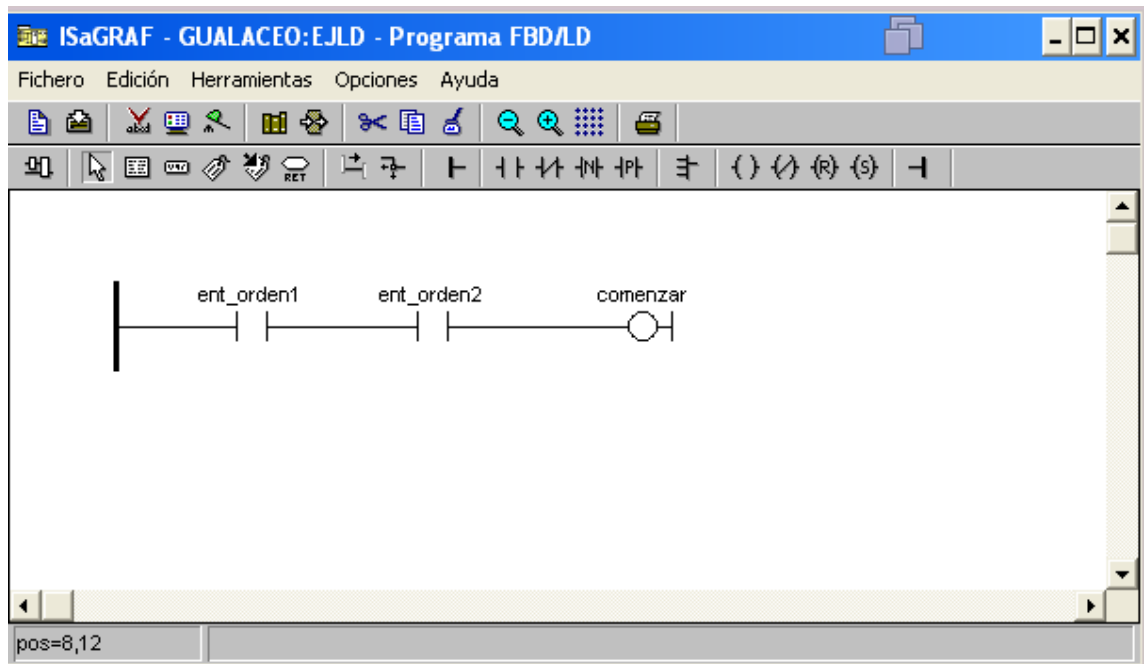
Como un ejemplo sencillo de programación en FBD, tenemos como entradas digitales ent\_orden1 y ent\_orden2, las que mediante una compuerta lógica and se verifican que si las dos entradas son verdaderas el valor de la salida comenzar será verdadero



**FIGURA 4.23 PROGRAMACIÓN CON FBD.**

- Escalera (LD): Es una representación gráfica de las expresiones booleanas mediante una topología eléctrica; se presentan las ecuaciones booleanas que combinan contactos de las señales de entradas y bobinas que son las salidas.

Empleando el mismo ejemplo en programación con LD tenemos:



**FIGURA 4.24 PROGRAMACIÓN CON LD.**

- Lista de instrucciones (IL): Es una lista de instrucciones, es un lenguaje de bajo nivel. basado en operaciones Booleanas, es similar al código del

lenguaje ensamblador. Se puede decir que es una representación de texto del lenguaje Ladder.

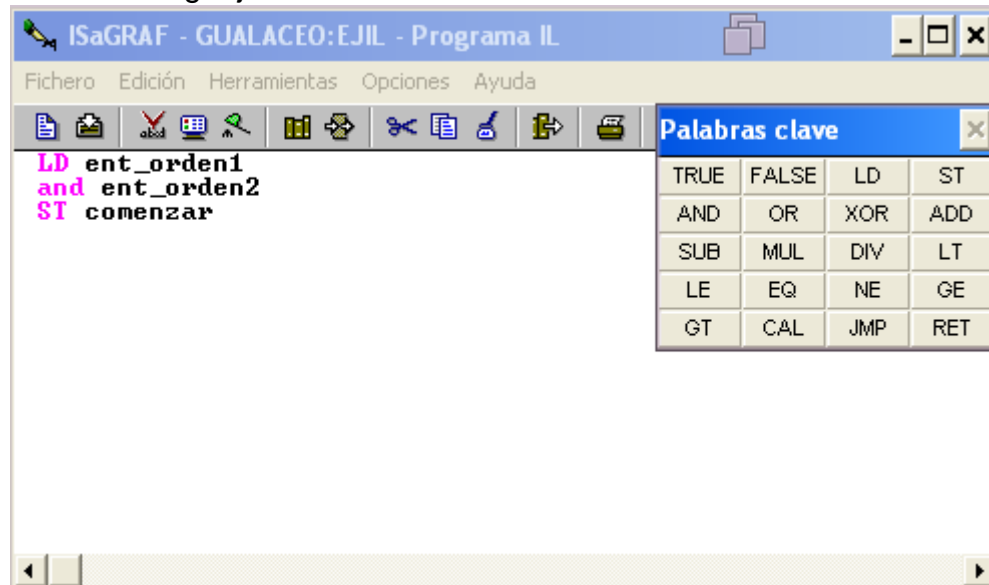


FIGURA 4.25 PROGRAMACIÓN EN IL.

- Texto estructurado (ST): Es un lenguaje literal estructurado. Es diseñado principalmente para implementar procesos complejos que no se pueden expresar fácilmente con lenguajes gráficos.

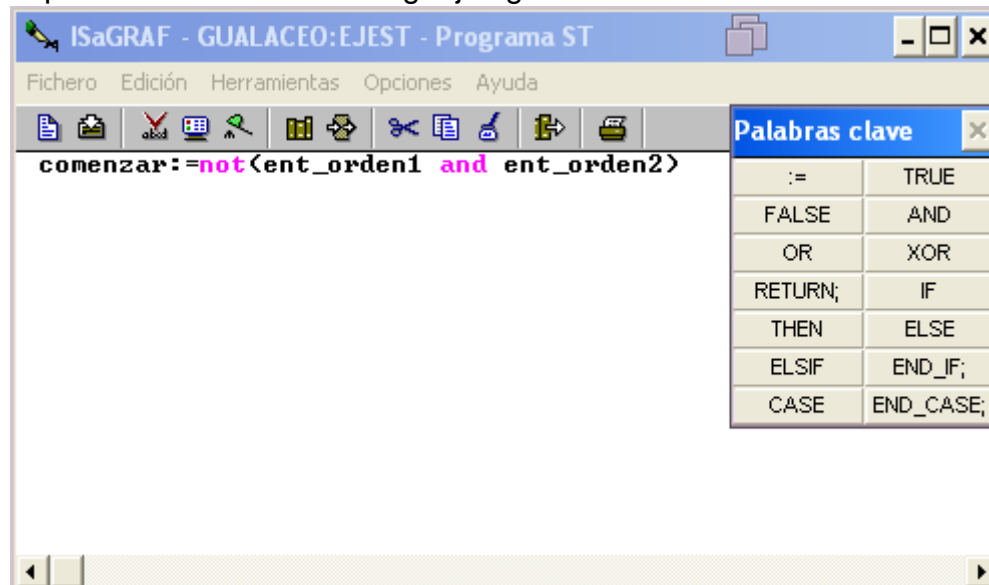


FIGURA 4.26 PROGRAMACIÓN EN ST.

Para los programas secuenciales se puede utilizar los siguientes lenguajes:

Diagrama secuencial de funciones (SFC): Describe operaciones de un proceso secuencial. Básicamente es una secuencia de pasos con condiciones que permiten desactivar el paso actual y activar el siguiente. El resto de los lenguajes se utilizan para describir los pasos y condiciones que conforman un programa SFC.



FC: Se emplea para representación de procesos secuencias. Utiliza acciones, decisiones y enlaces orientados para representar el flujo de datos.

#### **4.5 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL PARA MINICENTRAL GUALACEO**

El sistema de control para la Minicentral Gualaceo, está basado en controladores lógicos programables modulares SAITEL 2000DP y SAITEL DR de Telvent.

Para el monitoreo y control de la unidad (turbina-generador) y servicios auxiliares se emplea el PLC SAITEL 2000 DP; para el monitoreo y control de los sistemas en el tanque de carga se utilizará el controlar SAITEL DR.

##### **4.5.1 PLC DE CONTROL DE MÁQUINA (UCPG)**

Para el control del grupo de generación y servicios auxiliares (UCPG) se utiliza el PLC SAITEL 2000DP que está montado en un panel de control, en el cual se instalan las bornas de distribución que concentra todas las señales de entrada/salida de campo que mediante el IHM se pueden gestionar y controlar.

El PLC también será el encargado del monitoreo, supervisión y control de estados de variables eléctricas, corriente y tensión en DC, corriente y tensión en AC, tanto de la subestación como de la línea de distribución del sistema eléctricos de la Minicentral Gualaceo.

El sistema estará siempre disponible, si por alguna razón no se pueden realizar las operaciones de arranque o parada de la unidad de generación a través del sistema SCADA, el sistema permitirá pasar al control local desde el panel de control, sin importar la disponibilidad de sistema SCADA.

##### **4.5.1.1 FUNCIONES DEL PLC DE MÁQUINA (UCPG)**

La función que debe cumplir el PLC de máquina, es realizar las funciones de lógica de control en los diferentes subsistemas de la Minicentral.

Estas son las funciones que está encargado de realizar:

Sistema Electromecánico:

- Monitoreo de vibraciones y temperatura de cojinetes del generador y turbina.
- Monitoreo de presión de aceite en los equipos: inyectores, deflectores y válvula mariposa.
- Monitoreo del caudal de ingreso a la turbina.
- Monitoreo y control de las válvulas relacionadas a la operación de la turbina.
- Monitoreo y control de velocidad de la turbina.
- Control de arranque y parada de la unidad de generación.

Sistema eléctrico:





- Monitoreo de parámetros eléctricos de la unidad de generación (potencia activa, reactiva y aparente, tensiones, corrientes, factor de potencia).
- Monitoreo del estado de las protecciones eléctricas.
- Monitoreo de los lazos de control P-f y Q-V.
- Secuencia de arranque, parada normal y parada de emergencia.
- Monitoreo de parámetros eléctricos a nivel de 22kV (tensiones, corrientes).
- Control de los elementos de protección.
- Supervisión de los interruptores y seccionadores de S/E y línea de distribución.
- Administración de las alarmas.
- Supervisión del sistema de alimentación de DC.

En caso de perder el enlace con el SCADA ubicado en el centro de control en Saymirín, la minicentral seguirá operando pero no se podrá almacenar la información en el SCADA; por lo que la información se almacenará en la memoria del IHM.

#### **4.5.2 PLC TANQUE DE CARGA (UCPTC)**

Para el control, monitoreo y supervisión de los sistemas en el tanque de carga (UCPTC) como ya se mencionó se emplea el PLC SAITEL DR el cual estará montado en el panel de control correspondiente, que contendrá las borneras de distribución que concentran todas las señales de entrada/salida de campo; también tiene un IHM desde donde se dará orden y supervisión.

##### **4.5.2.1 FUNCIONES DEL PLC TANQUE DE CARGA (UCPTC)**

Las funciones que debe realizar este PLC son:

- Medición y monitoreo de caudal de ingreso al tanque de carga.
- Medición y monitoreo del nivel de agua en el tanque de carga.
- Control y monitoreo de la compuerta de desfogue.
- Supervisión del sistema de alimentación de DC de los equipos.
- Monitoreo del cargador de baterías.

#### **4.6 PROCESOS PARA LA OPERACIÓN DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO**

En la operación de la minicentral se identifican cuatro fases que son:

- Arranque: Es la fase inicial donde se procede al arranque de la minicentral; solo se podrá ejecutar si las condiciones iniciales están cumplidas.
- Sincronización: en esta fase una vez que la minicentral arranca, se realiza el ajuste para tener igual tensión y frecuencia que la red.
- Conexión con la red: una vez sincronizado, se procede a cerrar el interruptor para conectar a la red.
- Operación: Esta fase es cuando la minicentral se encuentra conectada a la red, se realiza una medición constante de los niveles de tensión, corriente y secuencia de fases con el fin de mantener los niveles adecuados.
- Parada: Consiste en dejar de alimentar al punto de conexión.



#### 4.6.1 MODOS DE SERVICIO

Para el control de automatismo existen dos modos de servicio definido y seleccionable desde un selector local instalado en el panel de control, los modos son los siguientes:

- **Fuera de servicio:** será seleccionado en el mismo selector de modo fuera de servicio/en servicio. Bajo este modo quedarán inhabilitadas todas las lógicas residentes en la UCPG. Bajo este modo el generador no estará operativo, pero las entradas tanto analógicas y digitales estarán operativas. En caso de seleccionarse cuando la minicentral está operativa la unidad se dispara.
- **En servicio:** Este modo es el de operación normal de las lógicas de automatismo residente en la UCPG, será seleccionado en el mismo selector fuera de servicio/en servicio. Bajo este modo de operación se realiza el control normal.

#### 4.6.2 MODOS DE OPERACIÓN

La operación de la minicentral se puede llevar por dos formas:

**Nivel Automático Local:** Será seleccionado desde el selector local instalado en el panel de control del grupo y trasladara la realización del mando al IHM, quedando señalizado en un piloto/pulsador ubicado en el panel de control de grupo, estará inhabilitado el mando desde el Centro de Control de Saymirín.

**Nivel Automático Remoto (SCADA centro de control):** Se selecciona desde el selector local instalado en el panel de control de grupo. En esta posición se trasladará el mando por defecto al SCADA, ubicado en la central Saymirín, quedando señalizado la posición de automático remoto en un piloto/pulsador ubicado en el panel de control de grupo. Desde esta posición también están habilitados los mandos desde el IHM.

#### 4.6.3 CONDICIONES INICIALES

Para el arranque de la unidad de generación, las condiciones iniciales se deben cumplir caso contrario no es posible en arranque.

Los cumplimientos de las condiciones iniciales de arranque del generador señalarán en el panel de control de la UCPG mediante el piloto de CONDICIONES INICIALES SATISFECHAS, previa selección de la secuencia a realizar.

Las condiciones iniciales a cumplirse son:

1. HPU mariposa
  - No debe existir una alarma de bajo nivel de aceite.
2. HPU Gobernador de carga
  - No debe haber alarmas de bajo nivel:
    - HPU inyector 1.
    - HPU inyector 2.
    - HPU inyector 3.
    - HPU inyector 4.



- HPU inyector deflector.
- 3. Válvula mariposa
  - La válvula mariposa debe estar cerrada.
  - Válvula mariposa no abierta
  - La válvula By-pass debe estar cerrada.
  - By-pass no abierto

Existe redundancia para asegurar que si un sensor falla con el otro se asegura el estado.
- 4. Gobernador de carga
  - Velocidad del generador
    - La velocidad del generador debe ser  $< 10\%$ . Para precaución que no haya sido dada un orden de arranque previamente.
  - Tanque de resistencias
    - No debe existir falla en el tanque de resistencias. (Alta temperatura)
    - Flujo normal de agua en el tanque de resistencias.
  - La posición de los inyectores:
    - Inyector 1 cerrado o menor al 5% de apertura
    - Inyector 2 cerrado o menor al 5% de apertura
    - Inyector 3 cerrado o menor al 5% de apertura
    - Inyector 4 cerrado o menor al 5% de apertura
- 5. AVR
  - No debe haber alarma en ARV.
  - No debe existir falla en AVR.
- 6. Secuencia
  - No debe estar ejecutando la secuencia de parada normal en ninguno de sus pasos.
  - No debe estar ejecutando la secuencia de parada de emergencia en ninguno de sus pasos.
- 7. La tensión en la barra debe ser de entre 0.95 pu y 1.05 pu
- 8. No debe haber fallo en comunicaciones entre el PLC e IEDs
- 9. No debe haber fallo en el banco de baterías
- 10. Temperaturas del generador
  - No debe haber alta temperatura en:
    - Fase del estator
    - Cojinete radial generador.
    - Cojinete axial generador.
    - Cojinete axial turbina.
- 11. Protecciones de grupo
  - No debe estar activa ninguna de las protecciones del relé de generador P345. Y bloqueo eléctrico (86E)
  - No debe estar activa ninguna de las protecciones del relé de línea P142.
- 12. Transformador principal
  - No debe haber alta temperatura de aceite.
  - No debe haber alta temperatura devanados.
  - No debe existir bajo nivel de aceite.
  - No debe haber alarma del relé de buchholz
- 13. Sistema contra incendio



- No debe estar activada la alarma contra incendios. En caso de incendio se debe parar la generación.
- 14. Interruptor de unidad
  - El interruptor de unidad debe encontrarse abierto. La verificación se dará por los contactos NA y NC.
- 15. Interruptor de línea
  - El interruptor de línea debe estar cerrado. La verificación se dará por los contactos NA y NC.
- 16. Alimentación
  - Debe haber una correcta alimentación DC para los equipos. Mediante los medidores de parámetros eléctricos.
- 17. Tanque de carga
  - Nivel de tanque de carga
    - Debe existir el nivel de agua suficiente para asegurar la generación eléctrica. Se deba asegurar un caudal mayor a 0,14 m<sup>3</sup>/s o un nivel mayor a 2m
    - La compuerta debe estar abierta para permitir el ingreso de agua hacia el tanque de carga.
  - Alimentación tanque de carga
    - Debe haber una correcta alimentación DC para los equipos.
    - No debe existir falla en baterías del tanque de carga.
    - No falla de comunicación entre los elemento del tanque de carga.

En el anexo 4.5 se presenta el diagrama lógico en el que se indica, la operación lógica necesaria para su vigilancia y finalmente el resultado.

#### **4.6.4 ESTRUCTURA DE LAS SECUENCIAS**

Las secuencias a programar en la unidad de control del grupo de generación (UCPG), están caracterizadas por una serie de pasos secuenciales, si las instrucciones del paso se cumplen, se realiza una transición hacia el siguiente paso. Caso contrario se realiza una conmutación para cancelar el programa en ejecución llevando al grupo a un estado seguro.

Los pasos de todas las secuencias tienen la misma estructura, siendo diferentes las entradas y salidas empleadas y las instrucciones de cada paso.

Cada paso tiene asignado un tiempo de duración, el mismo que está definido por las características de los elemento, en el transcurso del cual se ejecutan unas órdenes de salida, propias del paso, bien de forma temporizada o permanente. Así mismo se vigilan unas entradas digitales denominadas Criterios de Progresión.

Adicionalmente la secuencia memoriza en qué paso se ha producido algún evento, alarma y las señales concretas que la ocasionaron, para indicación en el Centro de Control de Saymirín. Igualmente se borra con el reconocimiento de alarmas en secuencia o activación de una nueva secuencia.

En el caso de no poder cumplirse con las órdenes de un paso se conmuta a una parada de la minicentral.



#### 4.6.5 SECUENCIAS DE ARRANQUE DE GENERADOR

La secuencia de arranque de grupo de la minicentral Gualaceo, llevará al grupo desde el estado de grupo parado hasta el estado de acoplamiento sin carga.

Para permitir la activación de la secuencia de arranque es necesario, que previamente las condiciones iniciales se hayan cumplido y no exista secuencias en desarrollo. El arranque se lo puede realizar por los dos modos de operación previamente descritos que son: desde el IHM o desde el centro de control de Saymirín.

Durante el desarrollo de la secuencia de arranque, el automatismo emitirá las órdenes de salida correspondientes al paso activado, con las duraciones asignadas a cada paso. No se emitirán órdenes de salida si se satisfacen los criterios de progresión de dicho paso.

Si las condiciones iniciales se encuentran satisfechas el operador podrá dar la orden de arranque.

Los pasos para el arranque serán:

1. Abrir By-pass  
En este paso se procede a dar la orden para abrir el By-pass para igualar las presiones, dura alrededor de 60 segundos.
2. Abrir Válvula mariposa  
Una vez igualada la presión se procede a la apertura de la válvula mariposa, el proceso dura cerca de 3 minutos.
3. Cierre de By-pass  
Una vez que se permite el ingreso del agua se realiza el cierre del By-pass, toma alrededor de 60 segundos.
4. Apertura del deflector y el inyector 1 al 10%, esto permitirá el movimiento de la turbina (lazo de control inyector 1).
5. Aceleración  
Se la lleva la velocidad al 90% de la velocidad nominal, el tiempo aproximado es de 300 segundos.
6. Arranque de AVR  
Se da la orden para arranque del AVR, se verifica su funcionamiento por 60 segundos.
7. Excitación  
Se procede a insertar la excitación al generador y se verifica que la tensión y velocidad sean las nominales. El tiempo es de 240 segundos. El gobernador de carga mantiene la frecuencia.
8. Sincronismo  
Se verifica que la tensión y secuencia de fases generadas por la minicentral sean semejantes a las de la red para poder realizar la conexión. Se utilizará la función 25 del IED P545, para proceder a dar la orden de cierre al interruptor.



Para poder tomar carga es necesario superar el umbral de potencia inversa. El cual se encuentra dada por el estudio de protecciones.

En el anexo 4.6 se define la secuencia de arranque para el generador de la Minicentral Gualaceo.

En el anexo 4.7 se define la secuencia desde el arranque hasta a plena carga Minicentral. Para tomar carga se inicia el lazo de control del resto de inyectores.

#### **4.6.6 OPERACIÓN DE LA MINICENTRAL**

Se debe monitorear, supervisar y controlar después de que el generador haya sido arrancado.

Las funciones principales son:

- Controlar el estado de los equipos de la minicentral y los parámetros para asegurar obtener condiciones óptimas de funcionamiento.
- Verificar si hay orden de parada normal o emergencia.
- Verificar medición de potencias, frecuencia tensión sean las correctas.
- Verificación de no activación de temperatura alta en cojinetes, devanados, que no se activen las protecciones de generador y/o de línea, que no existan fallos en el banco de baterías y en el trafo. También verifica que exista el nivel suficiente de agua para la generación.
- Mientras la minicentral esté operativa el comando de cerrar compuerta de tanque de carga estará desactivado.

Más adelante se presenta en tablas donde se observa los parámetros eléctricos y mecánicos a monitorear.

#### **4.6.7 SECUENCIA DE PARADA NORMAL**

Este apartado describe la secuencia de parada normal del grupo para la minicentral Gualaceo. Esta secuencia llevará al grupo desde el estado de grupo en funcionamiento normal hasta el estado de parado.

Para permitir la activación de la secuencia de PN es necesario que no exista ninguna condición de parada de emergencia. La orden de parada normal se lo puede realizar por los dos modos de operación previamente descritos que son: desde el IHM o desde el centro de control de Saymirín.

Una parada normal se puede dar por:

- Nivel del agua tanque de carga: Si el nivel de agua es bajo se puede realizar una parada de normal hasta garantizar un nivel de agua



suficiente para la generación. Además de evitar que se arrastre material a la turbina que causen daños.

- Fallo en cargador de baterías: en caso de falla en el cargador de baterías, los equipos pueden seguir siendo funcionando con la alimentación principal, pero, es recomendable hacer una parada por la posibilidad de falla en la red principal.
- Para mantenimiento.
- Por solicitud de la Centrosur o el CENACE.
- Alarma de temperatura elevada en devanados o cojinetes.
- Alta temperatura elevada en el tanque de resistencias.
- Alarma de sobre vibración en el generador.

Los pasos para la desconexión será:

1. Descarga de potencia  
Se tiene que llevar la potencia activa a valores cercanos al 5% de la nominal, esto se logra cerrando los inyectores.
2. Apertura  
Cuando la potencia activa y reactiva sean cercano a cero se realiza la apertura del interruptor del generador.
3. Parada del AVR  
Se da la orden para detener el AVR
4. Cerrar deflector  
Se procede a cerrar el deflector.
5. Cierre de válvula mariposa  
Se da la orden para el cierre de la válvula mariposa.
6. Parada del Generador  
Se apaga los HPU de la válvula mariposa y Gobernador de carga y se verifica que la velocidad del generador sea 0.

En el anexo 4.8 se define la secuencia de parada normal de grupo para el generador de la Minicentral Gualaceo.

#### **4.6.8 PARADA DE EMERGENCIA**

En este apartado se describe la secuencia de parada de emergencia, para llevar al grupo desde el estado en funcionamiento hasta el estado de grupo parado.

Esta secuencia se activa en cualquier momento de funcionamiento cuando se produzca una señal de parada de emergencia.

Estas señales pueden activarse desde el relé de protección del generador, relé de protecciones de línea o por activación de los pulsadores de emergencia del tablero o en las consolas de operación cuando el operador lo requiera. Esto es necesario para la protección e integridad del generador, seguridad de la Minicentral y garantizar la vida útil de los elementos.





La parada de emergencia se puede dar por las siguientes tipos de eventos:

- Para de emergencia; se puede pulsar el botón de para de emergencia ubicado en el panel UPCG.
- Fallo DC; si existe una falla de alimentación en DC se produce la parada de emergencia para evitar que los equipos que funcionan con DC tanto en el tanque de carga como en la minicentral, sufran daños.
- Vibración de la turbina: Si se producen vibraciones mayores en la turbina esto puede generar muchos problemas porque se debe realizar una parada de emergencia para evitar daños en la turbina.
- Nivel de aceite HPU turbina; Al tener un nivel de aceite por debajo del indicado en el reservorio del HPU turbina hay que realizar una parada de emergencia ya que no funcionarán bien los equipos comandos por esta como son inyectores y deflector.
- Temperaturas generador; si sobrepasa la temperatura especificada por el constructor hay que realizar una parada de emergencia para evitar daños en los devanados del generador.
- Temperatura en los cojinetes; al sobrepasar el nivel de temperatura establecida para un correcto funcionamiento es necesario hacer un disparo.
- Falla en el AVR; si falla el AVR, no habrá control de la tensión generada, por lo que se debe detener inmediatamente la producción de energía.
- Protecciones eléctricas: Si actúa una protección ya sea diferencial del generador, pérdida de excitación, secuencia negativa, secuencia inversa, sobre corriente, sobrecarga, frecuencia, falla de interruptor y falla a tierra. Se debe parar inmediatamente la producción de generación.

Los pasos para la parada de emergencia son similares a la parada normal la diferencia está en cuanto se produce el disparo, da la orden de cerrar el deflector e inyectores inmediatamente.

Una vez detenido el generador se debe subsanar el evento que provocó la parada del equipo.

En el anexo 4.9 se define la secuencia de parada de emergencia de grupo.





## **CAPÍTULO 5**

### **DESARROLLO DEL SISTEMA SCADA PARA LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO**

#### **5.1 INTRODUCCIÓN**

EL Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) es un software para ordenadores que permite el control y supervisión de los procesos a distancia.

La supervisión hace referencia a que se puede observar o monitorear lo que sucede con el proceso, el equipo o la maquinaria, permite conocer gráficamente el estado de un equipo.

El Control permite ejecutar comandos, es decir enviar instrucciones hacia el sistema de control, desde un PLC.

La Adquisición de datos el sistema obtiene la información del sistema de control, los datos son almacenados para su uso inmediato o posterior.

Dentro de las funciones básicas realizadas por un sistema SCADA están las siguientes:

- Adquirir, almacenar y presentar información, en forma continua y confiable.
- Ejecutar acciones de control iniciadas por el operador, se puede dar orden de apertura o cierre de válvulas, arranques, paradas, etc.
- Alertar al operador de cambios producidos en la planta, tanto eventos como alarmas.
- Realizar reportes, gráficos de tendencia, historia de variables, cálculos, predicciones, detección de fugas, entre otros.

#### **5.2 CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA SCADA**

Con la necesidad de automatizar procesos de producción, muchas empresas desarrollaron sus propios sistemas de control y automatización. Sin embargo, es necesario disponer historiales de comportamientos de algunos parámetros, lo que limitaba mucho dado su poca memoria en un PLC, por ello los datos debían ser registrados en bitácoras por un operador.

El sistema SCADA permite monitorear, supervisar y almacenar datos de forma eficiente, de cualquier proceso industrial, permitiendo visualizar el estado de todos los sistemas en tiempo real, suprimiendo la presencia de un operador que pueda realizar dicho trabajo.

Los sistemas SCADA tienen una arquitectura centralizada, para el caso de la Minicentral Gualaceo, todos los sistemas y subsistemas se centran en torno al servidor SCADA ubicado en el centro de control Saymirín.

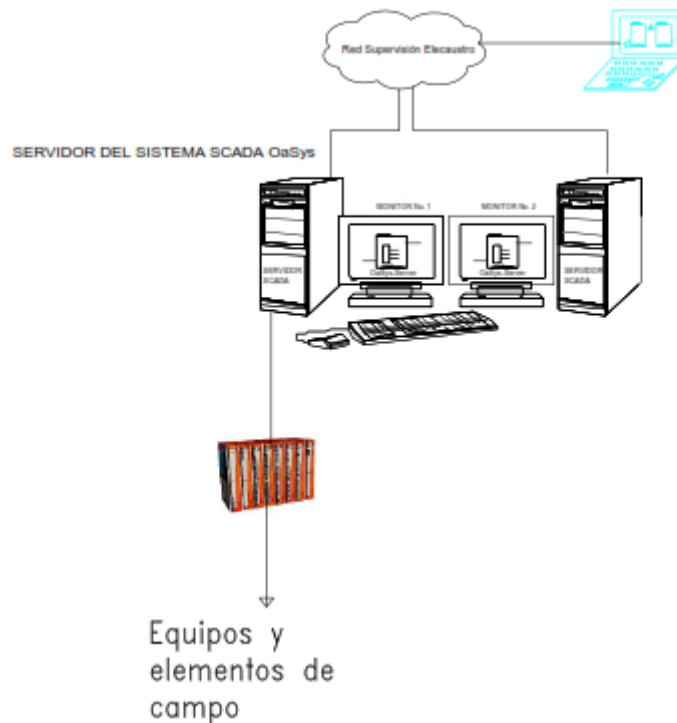
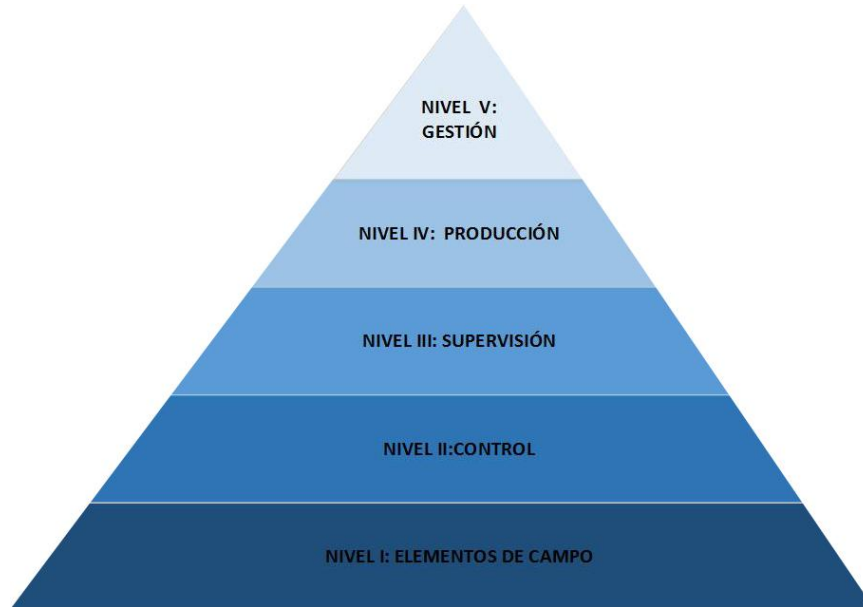


FIGURA 5.1 ARQUITECTURA GENERAL DE UN SISTEMA SCADA.

### 5.3 EL SISTEMA SCADA EN LA PIRÁMIDE DE AUTOMATIZACIÓN

En la pirámide de automatización, se muestran los elementos principales para la automatización de procesos, divididos en niveles según su jerarquización, desde el nivel de campo hasta el nivel superior donde se toman decisiones de administración.



**FIGURA 5.2 PIRÁMIDE DE AUTOMATIZACIÓN.**

TOMADO DE: [HTTP://WWW.SCHNEIDER-ELECTRIC.COM.CO/SITES/COLOMBIA/ES/PRODUCTOS-SERVICIOS/AUTOMATIZACION-CONTROL//NOTICIAS.](http://www.schneider-electric.com.co/sites/colombia/es/productos-servicios/automatizacion-control/noticias)

### **5.3.1 NIVEL I (ELEMENTOS DE CAMPO)**

Es el nivel más próximo al proceso, aquí se encuentra la instrumentación encargada de recoger las señales como sensores y transductores, también se encuentran los actuadores que permiten controlar los procesos; por el caso han sido descritos en el capítulo 3 y se muestran en los anexos.

### **5.3.2 NIVEL II (CONTROL)**

Aquí se encuentran los elementos encargados de recopilar la información de los procesos. Así también, se enlaza con los elementos de campo, que recopila las señales de los sensores y transductores, y comanda los actuadores. Puede enlazarse con elementos de su mismo nivel y hace la conexión con el nivel de supervisión.

Para el caso de la minicentral hidroeléctrica Gualaceo en este nivel se encuentran equipos como el PLC Saitel 2000DP, PLC Saitel DR, Relé Micom p142, Relé Micom p345, AVR, Gobernador de carga.

### **5.3.3 NIVEL III (SUPERVISIÓN)**

En este nivel se registra toda la información de los niveles inferiores, que sirve para evaluar la producción, gestión de mantenimientos, evaluar el estado de los sistemas. Este nivel sirve de enlace entre los niveles de gerencia y

control. Por lo general este nivel se enlaza por protocolos de comunicación Ethernet.

Para el caso de la minicentral Gualaceo la supervisión se incorpora al centro de control que se encuentra en Saymirín.

#### 5.3.4 NIVEL IV (PRODUCCIÓN)

Aquí, la información entregada por el nivel de supervisión es usada para monitorear los procesos de generación de energía. Se realiza la evaluación, gestión y coordinación de producción. Además, se generan informes o reportes a gerencia.

#### 5.3.5 NIVEL V (GESTIÓN)

Es el nivel más alto de la pirámide de automatización, donde se recopila toda la información de los niveles inferiores y se coordinan las acciones a tomar por la parte administrativa de generación.

### 5.4 ELEMENTOS DE UN SISTEMA SCADA

El sistema permite la recopilación de información por medio de sensores y transductores. La información es procesada y se almacena en una base de datos, para generar históricos y reportes. Con la información generada se realiza los determinados procesos de control, para realizar las tareas en el sistema SCADA está conformado por control hardware y software.

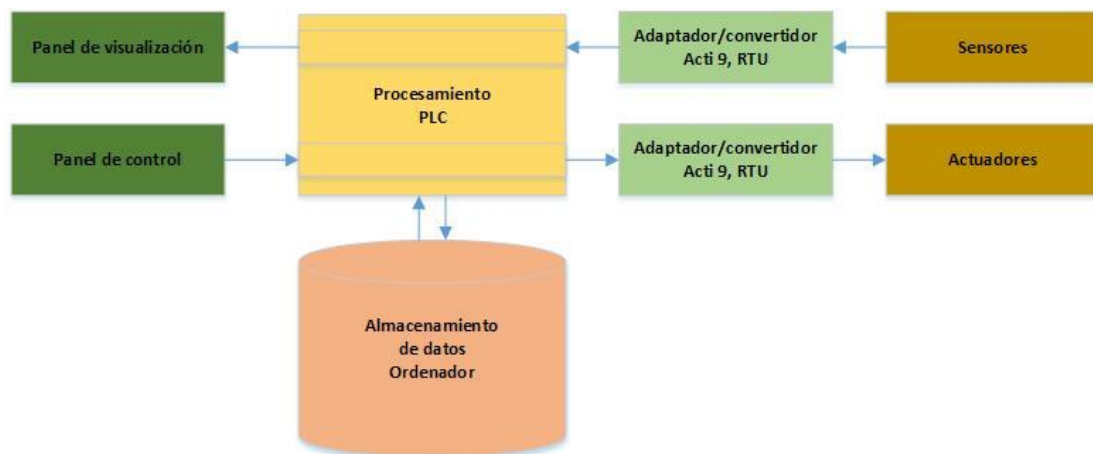


FIGURA 5.3 ESQUEMA BÁSICO SISTEMA SCADA.

#### 5.4.1 HARDWARE DE UN SISTEMA SCADA

Los elementos denominados hardware, son los elementos físicos que se encargan de adquirir información, controlar, comunicación, procesamiento y visualización. Entre los elementos del hardware están los siguientes:



- Los instrumentos de campo son los sensores y transductores que se encargan de recoger toda la información para el proceso de control; además de los actuadores que se encargan de modificar y mantener los procesos en su estado normal.
- Los Instrumentos de control y unidades de transmisión remota son equipos de procesamiento de datos provenientes de sensores y transductores, instrumentos de comunicación y elementos que comandan a los actuadores. Entre los elementos podemos encontrar:
  - RTU encargadas de adquirir y regular datos de los instrumentos de campo,
  - PLC que ejecuta las secuencias para el control automático,
  - IED se encargan de regular, controlar, comunicar y monitoreo las lógicas de protecciones.
  - AVR que realiza la regulación de excitación en el generador.
  - Gobernador de carga que realiza el control de frecuencia.
- Elementos de comunicación son los equipos que se encargan de hacer los enlaces con cada nivel de la pirámide de automatización. Entre los que podemos mencionar están: *Switchs*, *Firewall*, convertidores de medios, cables para comunicación Ethernet, fibra óptica, líneas de teléfono, cable coaxial, buses de campo (Modbus) y seriales.
- Interfaz hombre máquina (IHM) muestra visualmente toda la información alojada en la unidad central. Hace el enlace entre el hombre y los sistemas presentes en la Minicentral. Es de mucha importancia para la supervisión y mando de los procesos; las pantallas que se elaboran con el software del SCADA, deben mostrar en forma clara y fácil interpretación para el operador SCADA.
- Ordenador es la unidad central, donde se aloja el software del sistema SCADA. Esta unidad se encarga de recopilar y almacenar los datos de la Minicentral. También, gestionan las comunicaciones, envía información a los determinados elementos para visualizar los datos.

#### 5.4.2 SOFTWARE

El software es una parte esencial del sistema SCADA. En él se centran todas las actividades de control de la minicentral; a partir del software se administra la adquisición y proceso de los datos provenientes de los elementos hardware.



El software SCADA permite la supervisión y control remoto de la minicentral, mediante visualización dinámica de todos los sistemas de campo, registro histórico de datos, gestión de proyectos, representación de señales de alarma en las pantallas, programación de mantenimiento y comunicación entre todos los niveles de la pirámide de automatización.

## **5.5 IMPLANTACIÓN DE LA MINICENTRAL GUALACEO AL SISTEMA SCADA DE SAYMIRÍN**

La minicentral Gualaceo no contará con un SCADA propio, sino que se incorpora al SCADA del centro de control de Saymirín. En el que se tiene el SCADA OASYS DNA de Telvent-Schneider que se encuentra instalado en dos servidores para tener redundancia.

Al centro de control se integrará todo lo necesario para el control y la supervisión de forma remota de la minicentral como: pantallas que esquematicen el funcionamiento y permitan la operación, integración en base de datos tanto de tiempo real como el histórico de las señales analógicas y digitales, alarmas y registro de eventos de la Minicentral.

Para la implantación de la minicentral al sistema SCADA de Saymirín se realiza la secuencia que se describe a continuación.

### **5.5.1 PASO 1: ADQUISICIÓN DE DATOS**

En este paso se realiza una recopilación de todos los elementos que forman parte de la minicentral, se realiza una lista de todas las señales analógicas y digitales que tiene cada elemento tanto de entrada y salida. Cada señal es usada en distintos equipos y procesos por ello es importante listar de donde proviene la señal y en que equipos se emplean.

En el Capítulo N°3 se tiene la recopilación de los equipos de la minicentral donde se observa su función, funcionamiento y las respectivas señales de entrada y salida.

Todas las señales de los equipos se envían al PLC para su procesamiento y se crea una base de datos con el fin que esté sepa que tipo de señal es, equipo en que se origina, en cuales van usar y bajo que protocolo de comunicación debe ser tratada la señal.

Para crear la base de datos se utiliza la herramienta informática Catconfig Tool, que se mencionó en el Capítulo N°4 como crear la base de datos, agregar un equipo (*bin*), designar el protocolo de comunicación del equipo e ingreso de variables de entrada y salida.

### **5.5.2 PASO 2: LÓGICAS PLC**

En este paso se realizar el control, cada PLC tienes tareas específicas a realizar con este fin se desarrolla los programas, que son una serie de lógicas



desarrolladas para cumplir la tarea tomando en cuenta los diferentes equipos y las restricciones que tiene cada uno.

Antes de definir las secuencias es necesario definir las condiciones iniciales previas, lo que significa que la minicentral tenga todas las condiciones óptimas para iniciar el proceso de sincronización. Estas condiciones iniciales se definen en el capítulo N° 4.

Luego se definen 3 secuencias a programar: la de arranque, parada normal y parada de emergencia. Cada secuencia esta compuesta de una serie de pasos sucesivos que permiten la operación de los equipos de forma segura, ya que de no cumplirse un paso de la secuencia no pasa al siguiente sino mas bien lo lleva a un estado de funcionamiento seguro y se detiene la secuencia.

En el capítulo N°4 se describen los pasos que debe realizar cada secuencia para realizar la tarea.

Con el software Isagrat se encarga de codificar los pasos de cada secuencia para que el PLC ejecute las secuencias; las secuencias generalmente se programan en lenguajes de programación en escalera, bloques e instrucciones.

### **5.5.3 PASO 3: VERIFICAR COMUNICACIÓN**

Durante el proceso de configuración se asignan los protocolos de comunicación de cada uno de los elementos que conforman el sistema SCADA, se encuentra la comunicación por protocolo IEC 61850-5-104, el cual es el medio por el que se transmite la información desde la minicentral hasta el centro de control Saymirín. Para lo cual se puede usar simulador de protocolo para realizar previo a la integración y luego se realiza el envío de señales al centro SCADA de ELECAUSTRO.

Una vez realizadas las conexiones físicas, se debe comprobar que exista enlace entre el PLC y el resto de equipos de la minicentral, así también, se debe verificar el enlace con el centro de control ubicado en Saymirín, Para realizar la comprobación se crea un ping, para comprobar el estado de la comunicación entre el equipo remoto y el equipo local.

El ping es una utilidad que comprueba la comunicación entre el equipo local y un remoto enviando un paquete de protocolo de mensaje de control (ICMP) de solicitud y respuesta. El equipo local envía el paquete, el equipo remoto debe recibir el mensaje y enviar la respuesta de forma correcta en un tiempo adecuado.

### **5.5.4 PASO 4: SEÑALES EN EL SCADA Y PROCESO OMNICON**

Este paso consiste en hacer un mapeo de las señales que son adquiridas en el PLC, para que estas pueden ser adquiridas y almacenadas en la base de datos del SCADA con el fin de que se puedan usar para generar reportes, procesamiento de datos y conocer el estado de los equipos de la





minicentral. Se crea una base de datos utilizando la aplicación editor de base de datos avanzado (ADE).

Además, se realiza la integración de la comunicación del protocolo al SCADA y se incorpora al proceso OMNICODE realizado para Saymirín V.

### **5.5.5 PASO 5: PANTALLAS EN SCADA**

Aquí, se realizan las pantallas que visualiza el operador. Las pantallas deben tener la información necesaria para el monitoreo de los equipos, así también, permite dar ordenes y realizar las hojas de informaes.

Las pantallas propuestas se encuentran en el apartado 5.8 de este capítulo.

### **5.5.6 PASO 6: REINICIAR EL SCADA SAYMIRÍN**

Se procede con el reinicio del SCADA en Saymirín, una vez que se inicie el SCADA se reconocerá los cambios efectuados para la incorporación de la minicentral Gualaceo.

## **5.6 ESTRUCTURA DEL SISTEMA SCADA**

El sistema SCADA en la Minicentral Gualaceo, trabajará en tres niveles de la pirámide de automatización que se explicaron anteriormente, permitiendo el intercambio de información entre los elementos propios de cada nivel con los elementos de una capa superior o inferior. Estos niveles son:

- Nivel de supervisión: IHM, PC(pantallas SCADA)
- Nivel de control: PLC, AVR
- Nivel de elementos de campo: sensores y actuadores

La comunicación entre estos niveles, se realiza por una serie de protocolos de comunicación propios de cada nivel, estos serán tratados debidamente en el capítulo siguiente.

### **5.6.1 GRADO DE AUTOMATIZACIÓN**

El grado de automatización para la minicentral es alto, ya que el sistema de control permite disponer de estaciones no atendidas, por lo que no existirá personal en la planta. Se dispone de un centro de control al que va enlazados los controles locales. Los reportes de información se generan de forma automática.

### **5.6.2 MODOS Y MANDOS DE OPERACIÓN**

En el SCADA se considera que la operación se puede dar por mando local y remoto.

Mando local: la orden se dará desde el IHM de la casa de máquinas, se puede ordenar un arranque previo la verificación de las condiciones iniciales. El proceso es automático por lo que el operador solo dará la orden de arranque y





el proceso termina al tener la unidad en paralelo. También se podrá dar parada normal y paradas de emergencia.

Mando remoto: Se dan las órdenes desde el centro de control. A través de las pantallas.

Para la operación de la Minicentral tendríamos:

Nivel 1: desde el tablero (parada de emergencia)

Nivel 2: desde el mando local (IHM: arranque, parada normal y parada de emergencia).

Nivel 3: desde el centro de control (SCADA: arranque, parada normal y parada de emergencia).

## **5.7 TELVENT OASYS DNA**

Para el control y la supervisión de datos la Minicentral hidroeléctrica Gualaceo contará con la herramienta de Telvent OASyS, que permite la gestión en tiempo real ya sea la parte administrativa y también los procesos de campo.

### **5.7.1 COMPONENTES DEL OASyS**

#### **5.7.1.1 SERVICIOS DE TIEMPO REAL**

El servicio de tiempo real es un sistema informático que permite acceder a la información generada en todos los dispositivos a los que está supervisando instantáneamente.

El servicio de tiempo real permite la adquisición de datos, supervisar lo que está ocurriendo con los elementos, dar órdenes a los PLC, gestión y detección de alarmas y se puede realizar cálculos con los datos adquiridos en la base de datos de tiempo real.

Los diferentes equipos que se encuentren conectados y supervisados en tiempo real también pueden acceder a la información generada, para realizar las distintas tareas propias de cada equipo.

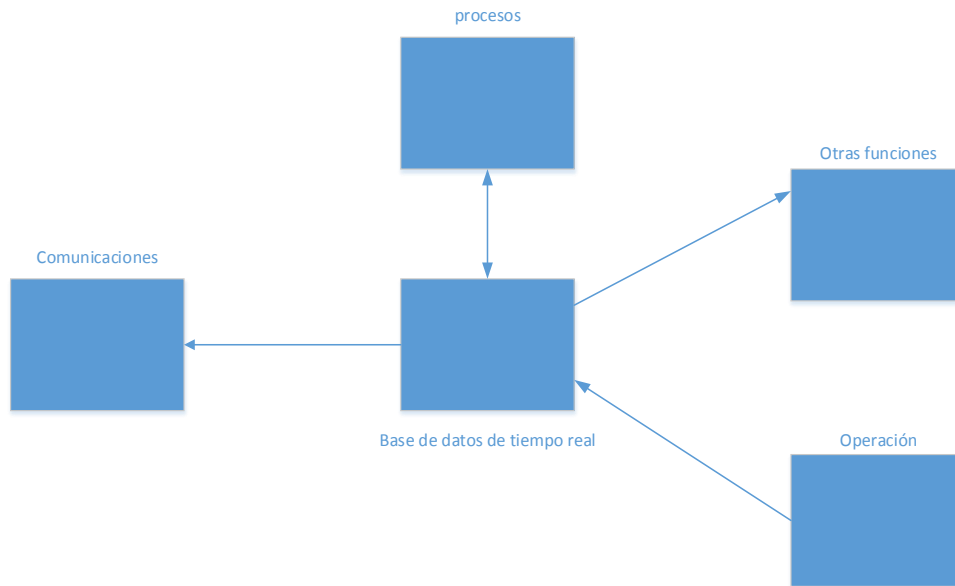


FIGURA 5.4 TIEMPO REAL.

### 5.7.1.2 SERVICIOS HISTÓRICOS

Los servicios históricos permiten el almacenamiento de la información de tiempo real, o que se genera cada determinado tiempo, la información puede ser utilizada para futuro análisis.

Permite el almacenamiento de medidas, contadores, eventos, alarmas entre otros. Para evitar desbordamiento de información los datos más antiguos se pueden archivar en otro disco duro.

Cuenta con sistema de gestión de base de datos relacional (SGBDR) que permite la extracción, modificación de información de la base de datos en Ms SQL Server y Oracle en versión Windows DNA.

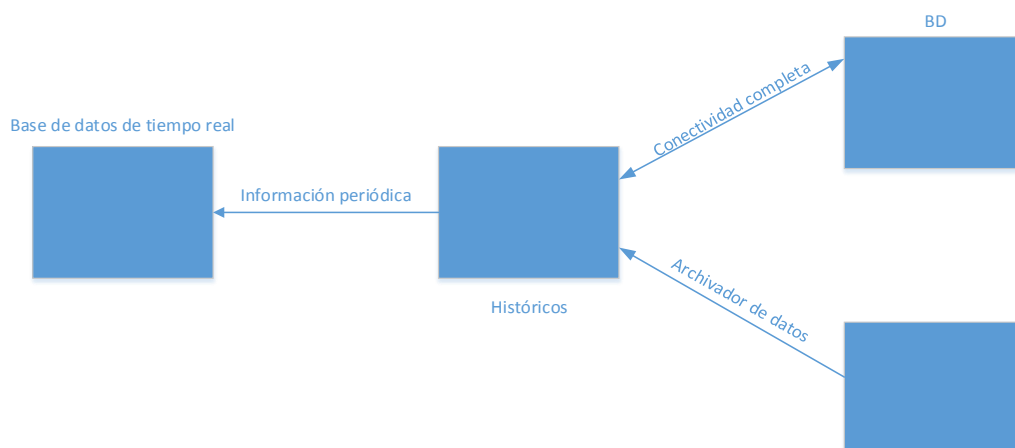
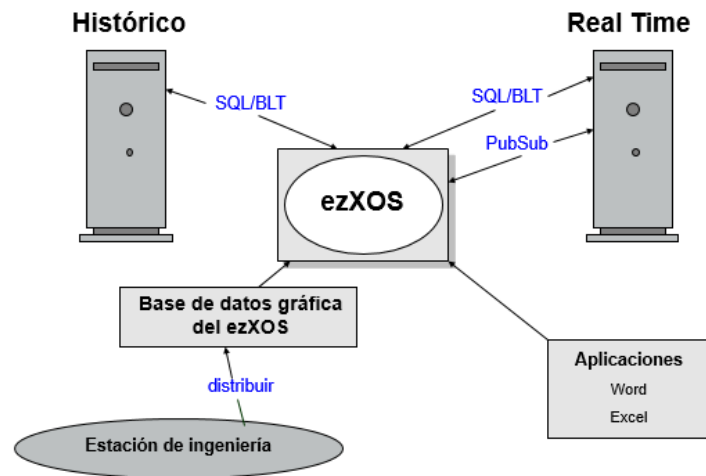


FIGURA 5.5 SERVICIOS HISTÓRICOS.

### 5.7.1.3 INTERFAZ GRÁFICA

La estación de operador extendida (ezXOS) es una aplicación que permite la creación de una interfaz gráfica para los usuarios en el SCADA. La

interfaz gráfica toma información de la base de datos de tiempo real, histórico y de aplicaciones para presentarlos de forma gráfica al usuario.



**FIGURA 5.6 ezXOS.**

Tomado de Telvent diseño de gráficos OASyS DNA

En el ordenador con ezXOS se encuentra la base de datos gráfica. El código de un objeto gráfico sólo se ejecutará el momento que el gráfico se encuentre en ejecución *"runtime"*.

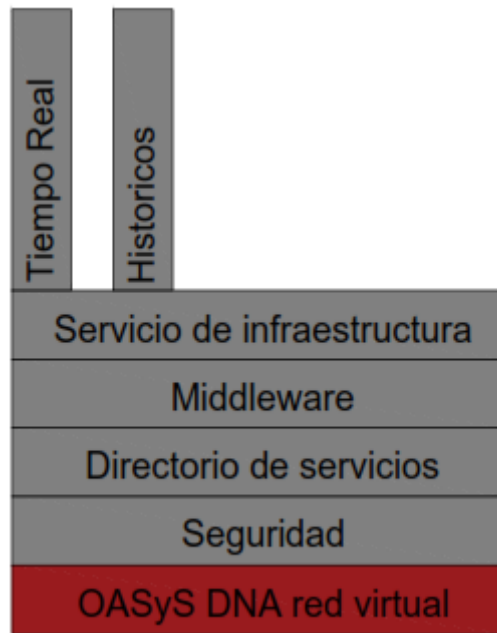
Únicamente en la estaciones de ingeniería o estaciones de edición de visualización (DES) se podrá diseñar y editar los gráficos en modo edición. En la estación de ingeniería residen los gráficos y se distribuyen a todas las máquinas ezXOS. Un DES se usa para crear y actualizar gráficos, son opcionales en un sistema OASyS DNA.

Para la distribución de gráficos desde la estación de ingeniería, los dibujos se traducen automáticamente a cada base de datos gráfica. Cada base de datos gráfica puede recibir dibujos nuevos o modificados. Las bases de datos gráficas pueden ser actualizadas mientras el ezXOS está ejecutándose.

La distribución se puede hacer de un solo dibujo, múltiples dibujos o toda la base de datos gráfica.

### 5.7.2 ARQUITECTURA

Está compuesta por capas. Cada capa provee soporte a la capa superior. Las capas que la conforman se pueden ver en el siguiente gráfico.



**FIGURA 5.7 ARQUITECTURA OASYS.**  
Tomado de: Telvent OASyS DNA

#### **5.7.2.1 OASYS DNA RED VIRTUAL**

Su objetivo es hacer que la dualidad de la red sea invisible, cuando tenemos una red redundante con el objetivo de tener un respaldo en caso de que falle uno de ellos. Se encarga que la información enviada por un equipo llegue tanto al SCADA principal como al de respaldo sin causar conflictos al resto de equipos.

#### **5.7.2.2 SEGURIDAD**

Emplea una arquitectura simple que centralize la autenticación para todas las aplicaciones.

Para autenticar se emplea el servicio de directorio en cada máquina. Una vez que el usuario ha iniciado su sesión de Windows, ya no se vuelve a preguntar su nombre de usuario y contraseña para iniciar una aplicación DNA.

#### **5.7.2.3 MIDDLEWARE**

Son mecanismo que permiten la integración de las distintas aplicaciones DNA, y posibilitan futuras integración entre estas y aplicaciones de terceros.

Permite el acceso a la base de datos de tiempo real.

### **5.8 ADE**

El Editor de base de datos avanzado (ADE), es una aplicación que permite la configuración de la información en una base de datos. Se crea una base de datos con la información enviada del PLC por medio del protocolo IEC 60850-104. Se puede crear una base de datos con las alarmas y eventos que se han producido en la minicentral para realizar reportes.

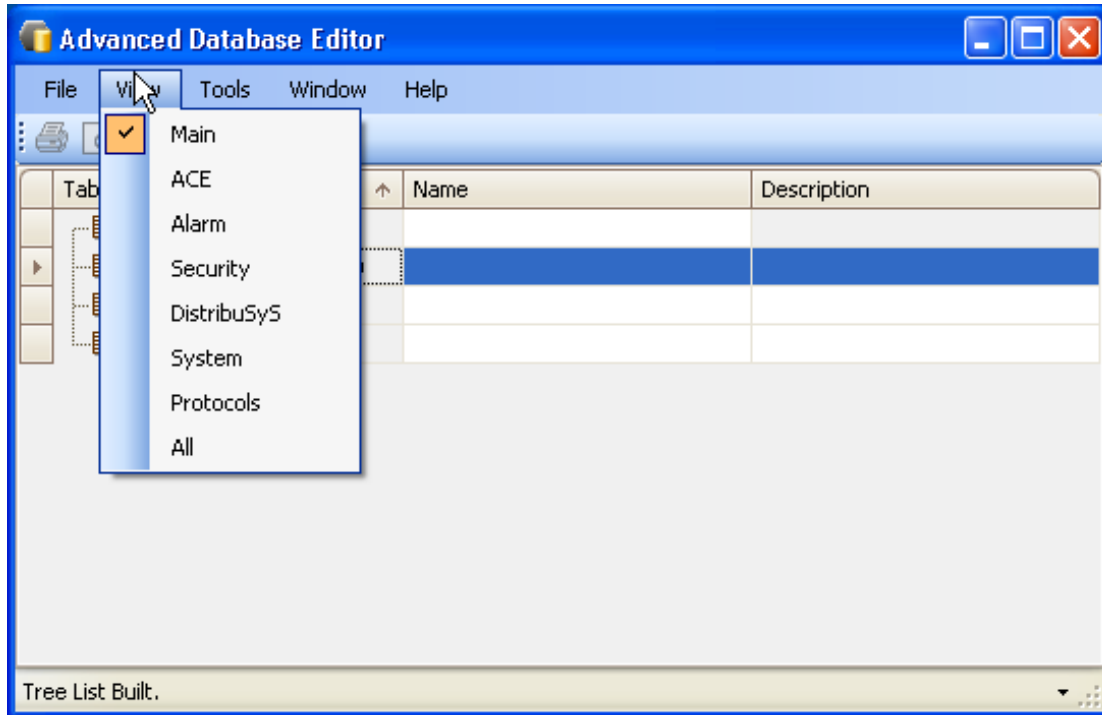


FIGURA 5.8 TAREAS DE ADE.

Principal “*Main*”: En esta opción podremos configurar la mayoría de tablas de datos telemedidos.

ACE: Desde aquí se podrá configurar el motor de cálculo.

Alarma “*Alarm*”: Permite la configuración de las alarmas.

Security: Seguridad, nos permite configurar los medios de seguridad.

*DistribuSYS*: Nos permite configurar como va a realizar la distribución.

Protocolos “*Protocols*”: Para configurar los protocolos de comunicación empleados.

La información se guarda en tablas, entre ellas se tiene:

- Tabla remota “remote table”: en esta base de datos se guarda la información adquirida por las RTUs. La información del PLC es enviada al SCADA por medio de un protocolo de comunicación.
- Tabla de alarmas y eventos: aquí se elabora la base de datos de todas las alarmas y los eventos que se generan en la minicentral.

## 5.9 PANTALLAS SCADA

Para la propuesta de las pantallas que se deben añadir al SCADA existente en Saymirín, se ha tomado en cuenta que sea lo más amigable con el usuario y fácil de entender, además que no exista un cambio brusco si se compara a lo que se viene utilizando ELECAUSTRO, por lo que se ha usado las pantallas del SCADA de Saymirín y de Ocaña.



Las pantallas que se consideran para integrar al SCADA son:

- Tanque de carga
- Diagrama unifilar
- Secuencia de Arranque
- Secuencia de Parada
- Secuencia de Parada de emergencia
- Servicios auxiliares
- Turbina y Gobernador de carga
- Generador y Válvula mariposa

### **5.9.1 TANQUE DE CARGA**

Se podrá observar el estado del PLC de tanque de carga, es decir la información visual del estado normal o falla. Se visualiza el nivel de agua en el tanque y caudal de ingreso. Se puede observar si la compuerta está abierta o cerrada.

Como comandos están disponibles el abrir y cerrar la compuerta. El tanque de carga se puede comandar de forma remota desde SCADA, pero la función de cerrar compuerta solo se podrá usar en caso que la Minicentral se encuentra sin operar.

En el anexo 5.1 se observa la pantalla para el tanque de carga.

### **5.9.2 UNIFILAR**

En esta pantalla se podrá observar la conexión del generador a la red, con los respectivos elementos de interrupción y seccionadores.

En esta pantalla se visualiza elementos que están activos y cuales no diferenciándolos por colores, por ejemplo si el generador está detenido estará con color verde y al estar en funcionamiento pasara a color rojo. De igual manera será para el resto de elementos. En esta pantalla se tendrá botones para escoger la secuencia de arranque de generador, parada normal y parada de emergencias. Para iniciar la secuencia de arranque se necesita que se cumplan las condiciones iniciales razón por la cual se visualizará si se cumple preendiéndose un círculo verde, en caso que no se cumplan este estará en rojo.

Para el control de secuencia se visualizará el tiempo que le va tomando a cada paso de la secuencia.

Desde esta pantalla se puede seleccionar el modo de trabajo, en modo local automático o el modo remoto automático, el modo en que se selecciona debe ponerse de color verde.

Se tiene también información de las horas de funcionamiento de la turbina, cuantos arranques correctos se realizaron, cuantos arranque fallidos y cuantas veces se ha dado un disparo del grupo generador-turbina.



Otra información que se podrá ver es si el generador está en marcha, si está parado, disponible o con alguna secuencia en desarrollo, para indicar en qué estado se encuentra se encenderá un círculo verde a lado del estado.

También se presentan las medidas eléctricas mediante una ventana para visualizar información de potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, tensión del generador, corriente de excitación, tensión de excitación, frecuencia. De igual manera al pulsar ya sea medidas, protecciones, temperaturas, y protecciones eléctricas se desplaza una ventana con la información respectiva.

Están disponibles comandos para el AVR como encendido y apagado para realizar pruebas, se podrá escoger el modo de funcionamiento del AVR. También se podrá fijar la consigna de tensión usando los comandos subir y bajar respectivamente.

Así también están disponibles los comandos de abrir y cerrar los disyuntores de generador y de línea.

En el anexo 5.2 se tiene una gráfica de esta pantalla.

### **5.9.3 SECUENCIA ARRANQUE**

En esta ventana se visualiza al generador, los procesos de arranque en cada uno de los pasos y tiempo de duración. El paso se representa por una circunferencia, para saber en cual paso está, se pondrá de color azul. Solo si se cumple las condiciones establecidas se podrá continuar con el siguiente.

Para el procedimiento para el arranque se han dispuesto de 9 pasos cada uno tiene un tiempo para realizarlo, para realizar el control para que funcione normal.

Adicional, se tiene la información para saber en qué modo de servicio está; automático local o automático remoto. Además, se tendrá la opción de seleccionar la secuencia sea de parada normal o parada de emergencia.

En el anexo 5.3 se presenta el gráfico con la pantalla de secuencia de arranque.

### **5.9.4 SECUENCIA PARADA NORMAL**

En esta ventana se visualiza en que paso de la secuencia de la parada normal se encuentra, así como el tiempo de duración a cada paso.

Para la secuencia parada normal se ha dispuesto 6 pasos.

Además, se tendrá la información sobre en el cual está el modo de servicio ya sea automático local o automático remoto. Se visualiza también, el resto de secuencias, pero mientras no termine la secuencia de parada normal no se podrá escoger el resto de secuencia.

En el anexo 5.4 se presenta la pantalla parada normal.



### **5.9.5 SECUENCIA PARADA EMERGENCIA**

En esta ventana se puede observar en que paso de la secuencia de la parada de emergencia se encuentra, así como el tiempo que le toma a cada paso.

La parada de emergencia está compuesta por 5 pasos.

La pantalla es similar a la de las anteriores secuencias, presentando información para saber en qué modo de servicio se encuentra, ya sea automático local o automático remoto. En esta secuencia se dispara instantáneamente el AVR, el interruptor de máquina, cierre inmediato de los deflectores. Además, se visualiza el resto de secuencias, pero mientras no termine la secuencia de parada emergencia no se podrá escoger otra de secuencia.

En el anexo 5.5 se muestra el gráfico de la pantalla parada de emergencia.

### **5.9.6 SERVICIOS AUXILIARES**

En esta ventana se visualiza el estado del interruptor principal de servicios auxiliares mediante la visualización de ON y OFF, de la misma manera será para el resto de servicios auxiliares.

Se dispone de información de existencia de alarmas en el bajo tensión y falta de tensión.

Se podrá visualizar si hay alarma en el sistema de cargador de baterías, la corriente del cargador de baterías y la tensión del cargador de baterías.

En el anexo 5.6 se muestra el gráfico de la pantalla de servicios auxiliares.

### **5.9.7 TURBINA PELTON**

En esta pantalla se presenta la tubería de acceso al distribuidor, los cuatro inyectores y la turbina Pelton de forma gráfica. Así también, se muestra los parámetros involucrados del sistema de la turbina como son: caudal de ingreso en  $\text{m}^3/\text{s}$ , presión aguas arriba en PSI, el nivel de vibración se mide en unidades de velocidad ( $\text{m/s}$ ) y medidas eléctricas.

En lo que se refiere a los inyectores se puede observar el porcentaje de apertura de cada uno. Si el nivel de aceite del HPU es adecuado estará en verde y rojo si el nivel es bajo. También se tendrá comandos abrir y cerrar inyectores para realizar pruebas.

La información que se observa sobre el gobernador de carga es mostrar su estado. La temperatura del banco de resistencias, potencia disipada, flujo del agua y el nivel del agua.

En el anexo 5.7 se puede apreciar la pantalla.





### 5.9.8 GENERADOR

En esta pantalla se distingue la disposición del generador en forma vertical. Aquí podemos apreciar cuatro tablas, la primera donde se aprecian los parámetros eléctricos, la segunda que indica niveles de vibración en los rodamientos en unidades de velocidad (m/s), la tercera se observa las temperaturas en los devanados en °C y en la última tabla la velocidad del generador en RPM.

También podemos observar de forma gráfica la disposición de la válvula mariposa, junto con la válvula BY-PASS. En el diseño definitivo será con animación con colores, que distingue la posición de los dos dispositivos como es abierto y cerrado.

En la pantalla propuesta, se aprecia posición CERRADO/ABIERTO de la válvula mariposa, de igual manera para la BY-PASS, además tenemos la información de la presión aguas arriba y aguas abajo. También se tiene un indicativo que informa si el nivel de aceite de la HPU de la válvula mariposa es el adecuado, con un color verde, pasando a rojo si el nivel de aceite es bajo.

En el anexo 5.8 contiene el gráfico de la pantalla.

### 5.10 PANTALLAS IHM CASA DE MÁQUINAS

El IHM que se encuentra ubicado en la casa de máquinas sirve para dar órdenes de secuencias de arranque, parada normal o parada de emergencia. Adicionalmente, se puede obtener información del funcionamiento de la minicentral hidroeléctrica Gualaceo.

En la parte superior de todas las pantallas se podrá observar el logo de la empresa, el título de la pantalla, la hora y la fecha. En la parte central se encuentra la información u órdenes que se dan en esa pantalla. Mientras que en la parte inferior se encuentra una barra para navegar entre las diferentes pantallas que se encuentren abiertas.

#### 5.10.1 PANTALLA PRINCIPAL

La pantalla tiene un menú desde donde se podrá escoger las diferentes pantallas que conforman el IHM de la casa de máquinas; desde esta pantalla se puede ir hacia las pantallas de secuencia, gobernador de carga, turbina, AVR, interruptor principal, cojinetes, alarmas, unifilar, generador, transformador, válvula mariposa, tanque de carga.



FIGURA 5.9 MENÚ PRINCIPAL.

### 5.10.2 SECUENCIAS

Esta pantalla permite escoger si se desea realizar un arranque de la unidad o llevar a plena carga si se encuentra en funcionamiento; además se puede elegir una parada normal o una parada de emergencia.

Una vez escogida una de las opciones se podrá visualizar en la pantalla en que paso se encuentra si el paso en el que se encuentra se ha cumplido, se pondrá de color verde caso contrario se pondrá de color rojo indicado que no se ha cumplido y se conmuta el proceso.

Adicionalmente se puede obtener más información de paso en que se encuentra presionando el botón que se encuentra junto a la visualización paso.

En esta pantalla también tendremos información de medidas como velocidad, potencias activa, potencia reactiva y tensión.



ARRANQUE	ARRANQUE A PLENA CARGA	PARADA NORMAL	PARADA DE EMERGENCIA
<input type="radio"/> C. INICIALES	<input type="radio"/> C. INICIALES	<input type="radio"/> PASO 1	<input type="radio"/> PASO 1
<input type="radio"/> PASO 1	<input type="radio"/> PASO 1	<input type="radio"/> PASO 2	<input type="radio"/> PASO 2
<input type="radio"/> PASO 2	<input type="radio"/> PASO 2	<input type="radio"/> PASO 3	<input type="radio"/> PASO 3
<input type="radio"/> PASO 3	<input type="radio"/> PASO 3	<input type="radio"/> PASO 4	<input type="radio"/> PASO 4
<input type="radio"/> PASO 4	<input type="radio"/> PASO 4	<input type="radio"/> PASO 5	<input type="radio"/> PASO 5
<input type="radio"/> PASO 5	<input type="radio"/> PASO 5	<input type="radio"/> PASO 6	<input type="radio"/> PASO 6
<input type="radio"/> PASO 6	<input type="radio"/> PASO 6		
<input type="radio"/> PASO 7	<input type="radio"/> PASO 7		
<input type="radio"/> PASO 8	<input type="radio"/> PASO 8		
	<input type="radio"/> PASO 9		

**MEDIDAS**  
VELOCIDAD 88888888 RPM  
P. ACTIVA 88888888 MV  
P. REACTIVA 88888888 MVAR  
TENSIÓN 88888888 Kv

88:88:88  
88/88/8888

FIGURA 5.10 SECUENCIAS.

En las pantallas de los pasos se observa que acción se ejecuta de igual manera se pondrá de color verde cuando se ha realizado de forma correcta y roja cuando ha existido algún fallo.

En el anexo 5.9 se muestra las pantallas de los pasos para la secuencia de arranque.

Para el arranque a plena carga los pasos del 1 al 7 son los mismos que para la secuencia de arranque, cambia el paso en el que se activan los lazos de control para los inyectores 2,3 y 4 que permiten ir tomando carga. Y el paso 9 es una indicación que la unidad está a plena carga.

En el anexo 5.10 se observan las dos ventanas más que se tendrían que añadir adicionales para la secuencia de llevar a plena carga.

En el anexo 5.11 tenemos las pantallas de los pasos para realizar una parada normal.

Para la parada de emergencia ya que se realiza un disparo inmediato las pantallas son similares a la parada normal el paso 1 es cerrar inyectores y deflector, y el paso 3 de la parada normal se elimina.

### 5.10.3 GOBERNADOR DE CARGA

En esta pantalla se visualiza información sobre el gobernador de carga, si está activo o inactivo, si el generador se encuentra a plena carga o en vacío, si la válvula de enfriamiento está activa.



También, se observa si se ha activado las alarmas de tanque de resistencias, flujo de agua, nivel bajo de aceite en los deflectores e inyectores, estado abierto o cerrado deflector, información de la posición inyectores. Además, la velocidad y la frecuencia del generador.

Para indicar en si está activo o inactiva cada uno de los ítems se pondrá de color verde o rojo respectivamente el circulo asociado.

FIGURA 5.11 GOBERNADOR DE CARGA.

#### 5.10.4 TURBINA

En esta pantalla se visualiza la información correspondiente al subsistema de la turbina, se puede ver información de la presión agua arriba, caudal de ingreso a la turbina, estado abierto o cerrado y posición de los deflectores e inyectores y su posición.

Para indicar que el deflector se encuentra abierto se pondrá de color verde, mientras que al estar cerrado se pondrá de color rojo, de la misma manera si uno de los inyectores esta abierto estará con color verde mientras que al estar cerrado se pone de color rojo.



FIGURA 5.12 TURBINA.

### 5.10.5 COJINETES

Se observa información de las temperaturas y vibraciones en los cojinetes del generador y de la turbina, además se observa si está activa alguna alarma poniéndose de color rojo.

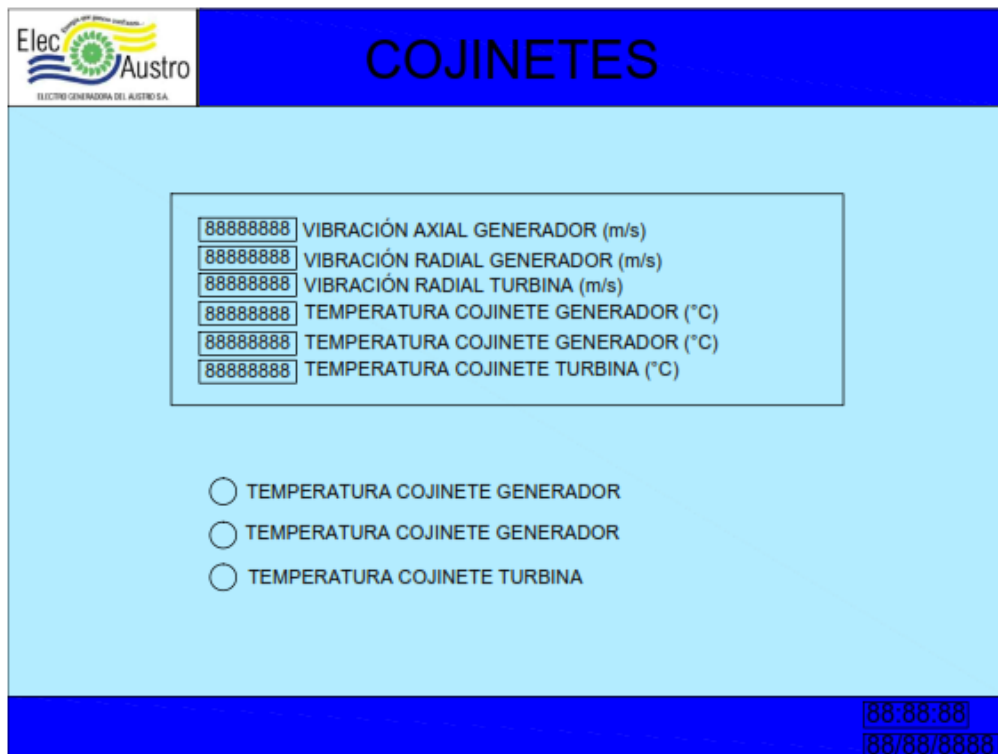


FIGURA 5.13 COJINETES.



### 5.10.6 ALARMAS

Se tendrá una pantalla con menú de las distintas alarmas de los subsistemas que conforman la minicentral hidroeléctrica Gualaceo.

Está divididos en 4 grupos de alarmas. Al escoger una de las opciones se abre la respectiva pantalla con las alarmas correspondientes.



FIGURA 5.14 ALARMAS.

En el anexo 5.12 se tiene las pantallas con las alarmas de cada grupo. Para indicar que se activa una alarma se pondrá de color rojo mientras que cuando está funcionando de manera correcta se encuentra de color verde.

### 5.10.7 UNIFILAR

Esta Pantalla permite observar el diagrama unifilar, podemos acceder a la información de las alarmas del transformador, medidas del generador.

Podemos dar orden para abrir y cerrar los interruptores del generador y de línea, para realizar pruebas.

Los interruptores se pondrán de color verde o rojo según estén abiertos o cerrados.

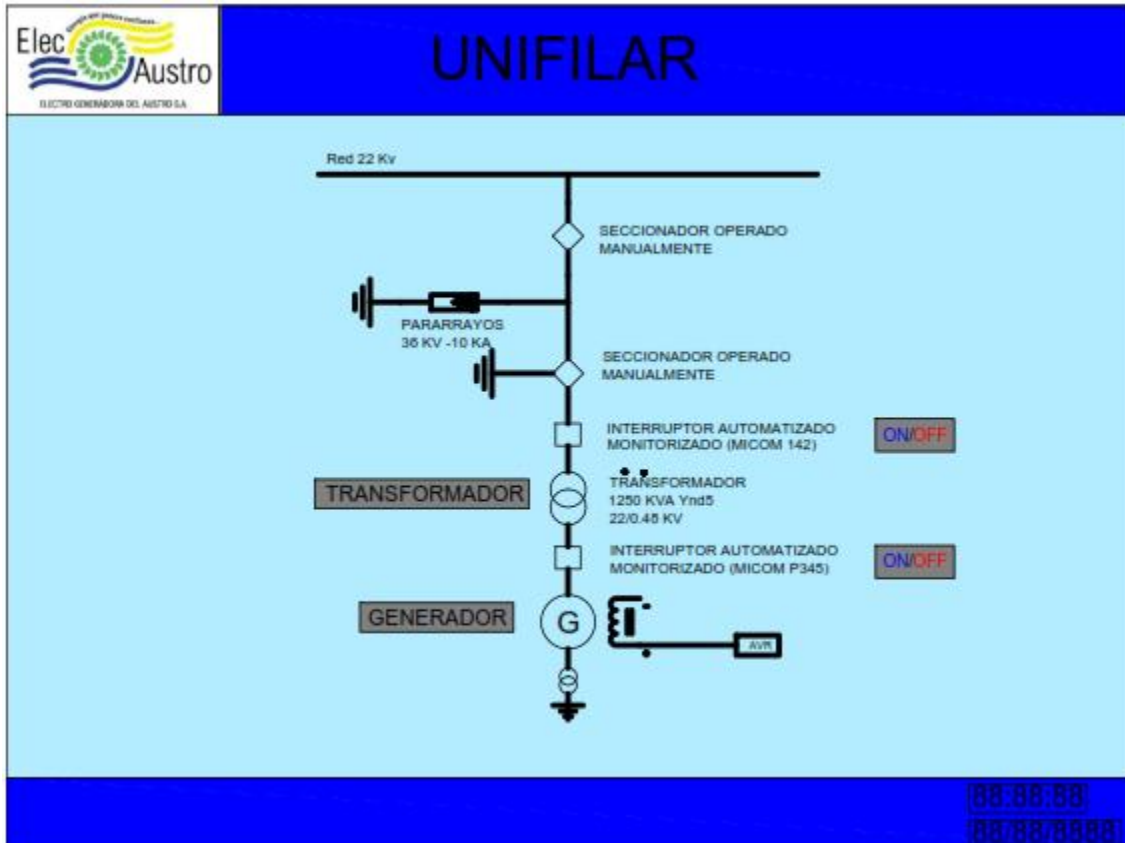


FIGURA 5.15 UNIFILAR.

### 5.10.8 GENERADOR


En esta pantalla se observa la siguiente información:

- AVR activo o desactivo
- Disyuntor cerrado o abierto
- Si la tensión en barra esta dentro de los limites
- Información del sincronizador
- Temperaturas del generador

Desde esta pantalla se puede acceder a la pantalla de medidas eléctricas.







**Elec Austro**  
ELECTRO GENERADOR DEL AUSTRO S.A.

# GENERADOR

**AVR**

☐ ESTADO EXCITACIÓN CAMPO ON

☐ ESTADO EXCITACIÓN CAMPO OFF

**DISYUNTOR 480**

☐ ESTADO ABIERTO

☐ ESTADO CERRADO

☐ TENSIÓN EN RED

**AVR**

[MODO AVR]
[AVR SUBIR]

[MODO PF]
[AVR BAJAR]

**MEDICIÓN AVR**

CORRIENTE DE EXCITACIÓN 88888888 A

TENSIÓN DE EXCITACIÓN 88888888 V

**MEDIDAS ELÉCTRICAS**

<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span>	TEMPERATURA ESTATOR FASE V
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span>	TEMPERATURA ESTATOR FASE V
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span>	TEMPERATURA ESTATOR FASE U
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span>	TEMPERATURA ESTATOR FASE U
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span>	TEMPERATURA ESTATOR FASE W
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span>	TEMPERATURA ESTATOR FASE W

88:88:88

88/88/8888

FIGURA 5.16 GENERADOR.



**Elec Austro**  
ELECTRO GENERADOR DEL AUSTRO S.A.

# MEDIDAS ELECTRICAS

<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> V	TENSIÓN GENERADOR FASE R
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> V	TENSIÓN GENERADOR FASE S
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> V	TENSIÓN GENERADOR FASE T
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> A	INTENSIDAD GENERADOR FASE R
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> A	INTENSIDAD GENERADOR FASE S
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> A	INTENSIDAD GENERADOR FASE T
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> Mw	POTENCIA ACTIVA GENERADOR INSTANTÁNEA
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> VA	POTENCIA APARENTE GENERADOR INSTANTÁNEA
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> Mvar	POTENCIA REACTIVA GENERADOR INSTANTÁNEA
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> Hz	FRECUENCIA GENERADOR
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> Kwh	ENERGÍA ACTIVA GENERADOR
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> Kvarh	ENERGÍA REACTIVA GENERADOR
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> h	HORAS DE FUNCIONAMIENTO
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">88888888</span> Pf	FACTOR DE POTENCIA GENERADOR

88:88:88

88/88/8888

FIGURA 5.17 MEDIDAS ELÉCTRICAS.



### 5.10.9 VÁLVULA MARIPOSA

En esta pantalla se observa si la válvula BY-PASS está abierta se pondrá de color verde si se encuentra cerrada en color rojo, y de igual manera para la válvula mariposa.

También se observa información de la presión aguas arriba, la presión en el los inyectores y caudal de ingreso de agua.



FIGURA 5.18 VÁLVULA MARIPOSA.

### 5.10.10 TANQUE DE CARGA

Desde esta pantalla se puede comandar para abrir o cerrar la compuerta del tanque de carga. Se pondrá de color verde si está cerrada y rojo si está abierta. También se podrá observar si se ha producido una parada de emergencia en el tablero de control del tanque de carga.

Se observa la información del nivel de agua en el tanque de carga y el caudal de ingreso al tanque de carga.

Se visualiza también información sobre el PLC, las comunicaciones, nivel de carga de baterías. Se pondrá en verde cuando están en funcionamiento normal y en rojo cuando hay alguna falla.



FIGURA 5.19 TANQUE DE CARGA.

## 5.11 IHM TANQUE DE CARGA

Este IHM se encuentra ubicado en el tanque de carga, desde IHM solo podremos comandar al tanque de carga, y tener información sobre la minicentral.

La pantalla principal cuenta con dos opciones la podemos observar en la figura 5.20.

La opción de tanque de carga: es la misma pantalla del IHM ubicado en la casa de máquinas que se encuentra en la figura 5.19.

La opción de minicentral: es una pantalla solo informativa en que se puede visualizar el diagrama unifilar, que permite observar que elementos están activos con un color verde y caso contrario con un color rojo. Esta pantalla la podemos observar en la figura 5.21.



FIGURA 5.20 PRINCIPAL TANQUE DE CARGA.

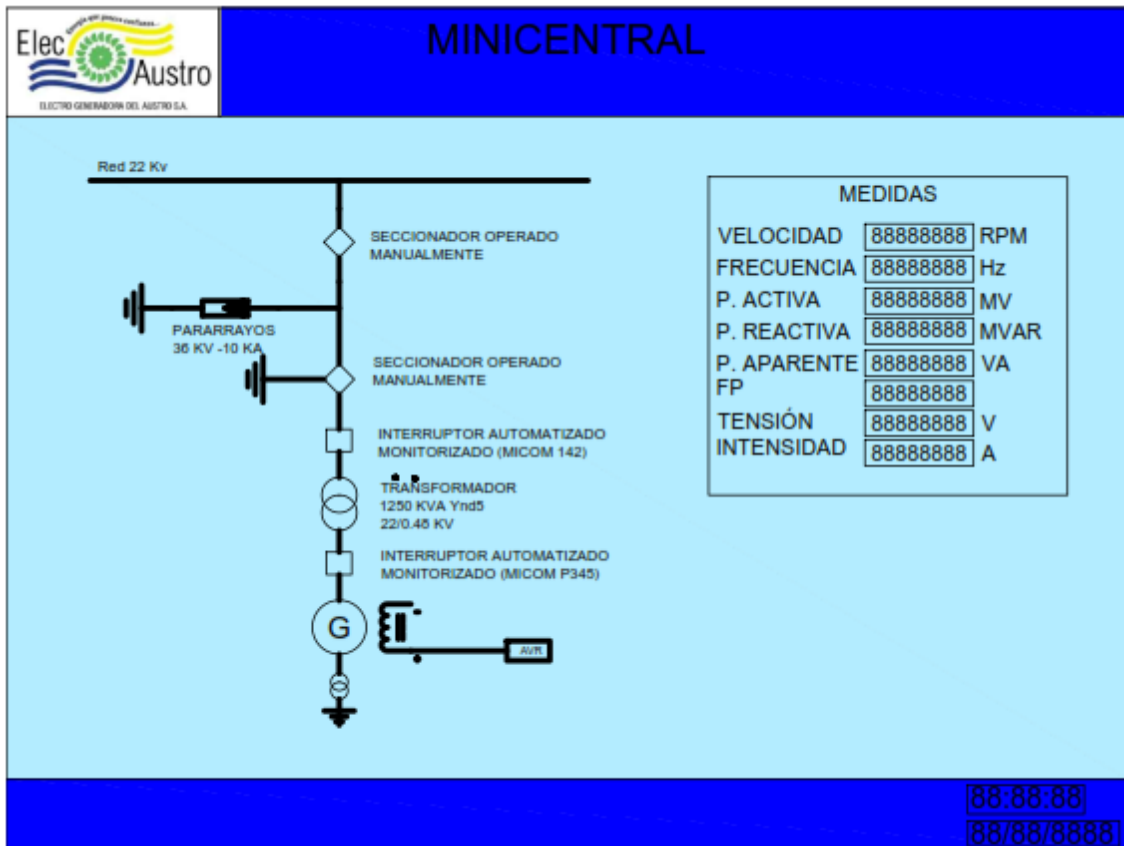


FIGURA 5.21 MINICENTRAL.

## 5.12 REPORTES

El SCADA genera de forma automática los reportes para ello como ya se mencionó se tiene la base de datos de tiempo real “histórico” para la elaboración de los eventos y registros.

Los eventos que se deben reportar son las fallas que se ha producido en la minicentral, que elemento falló, las horas de funcionamiento y arranques correctos.

En los registro se tendrá la información de la generación, de las medidas eléctricas, medición de temperaturas de los equipos, vibraciones, presión flujo.

En caso de falla de comunicación con el SCADA la información que se genere en la minicentral, se almacena en la memoria del IHM de casa de máquinas para posteriormente ser empleada para la realización de los reportes.

En el anexo 5.13 se tiene el reporte eléctrico de la minicentral, mientras en el anexo 5.14 se tiene el reporte mecánico de la minicentral.



## CAPÍTULO 6

### SISTEMA DE COMUNICACIÓN Y TELECOMANDO PARA LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

#### 6.1 GENERALIDADES

En los sistemas de control automático y telecomando los protocolos de comunicación juegan un papel muy importante. Un protocolo de comunicación es un conjunto de normas y reglas que permiten la transferencia e intercambio de información entre dos o más dispositivos que forman una red.

Las ventajas de las redes de comunicación son:

- Monitoreo constante de los elementos de campo
- Diagnóstico remoto de componentes
- Intercambio de información en tiempo real

#### 6.2 ELEMENTOS BÁSICOS DE UNA RED DE COMUNICACIONES

En un sistema de red local intervienen tres factores importantes para realizar el intercambio de información entre dos o más puntos, estos son:

- **Emisor:** es el elemento que genera, codifica y envía la información por un medio o canal hasta el receptor.
- **Canal:** es el elemento por donde se transmiten las señales portadoras de información que enlaza el emisor con el receptor, estos pueden ser cable trenzado, cable coaxial o fibra óptica.
- **Receptor:** es el componente que recibe la información proveniente de emisor.

Para la minicentral tendremos dos redes de comunicación:

- **Red de comunicación local:** entre los elementos de campo y los de control dentro de la Minicentral Gualaceo, no tienen restricciones externas, se dispone de un gran ancho de banda, las interfaces eléctrica y los protocolos de comunicación están provistas por los aparatos de comunicación o hardware.
- **Red de comunicación remota:** es necesario disponer de líneas de telecomunicaciones redundantes para la transmisión de información, entre la Minicentral Gualaceo y el Centro de Control Saymirín, otra característica, es que, existen restricciones externas en los protocolos de comunicación.

#### 6.3 MODELO DE PROTOCOLOS DE TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN

Un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas que permiten la comunicación de los dispositivos entre sí. En el capítulo N° 5 se nombraron los



niveles que forman la pirámide industrial, para la comunicación de los niveles entre si empleamos los protocolos de comunicación.

### 6.3.1 *MODELO OPEN SYSTEMS INTERCONNECTION (OSI)*

El modelo *Open Systems Interconnection* (OSI) es un estándar de interconexión de sistemas abierto, propuesto por la Organización Internacional de la Estandarización (ISO). OSI, es una normativa formada por siete capas que definen las diferentes fases por las que tienen que pasar los datos de un dispositivo a otro por una red de comunicaciones.

En la figura 6.1 se ilustran las diferentes capas que tiene el modelo OSI. Se representa en pila, en las que cada capa está sobre la inferior se conoce como pila de protocolos.

#### MODELO OSI

Capa de aplicación	Programas de aplicaciones que usa la red.
Capa de presentación	Estandariza la forma en que se presentan los datos a las aplicaciones.
Capa de sesión	Gestiona las conexiones entre aplicaciones cooperativas.
Capa de transporte	Proporciona servicios de detección y corrección de errores.
Capa de red	Gestiona conexiones a través de la red para las capas superiores.
Capa de enlace de datos	Proporciona servicio de envío de datos a través del enlace físico.
Capa física	Define las características físicas de la red material.

FIGURA 6.1 MODELO OSI.

Tomado de: <http://www.textoscientificos.com/redes/tcp-ip/comparacion-modelo-osi>.

Los niveles superiores 4, 5, 6 y 7 se encargan de comunicar dos computadoras directamente. En cambio, las tres capas inferiores tienen que ver con el mecanismo de pasar datos de una máquina a otra. A continuación se resumen los servicios básicos por cada capa de la pila de protocolos.

#### Capa Física (Capa 1)

Esta capa se encarga de las conexiones físicas de una computadora a la red, refiriéndose al medio físico cables, fibra óptica, onda de radio, etcétera. Además, de las características del medio y la forma en la que se transmite la información como nivel de tensión/corriente, codificación de señal, tasa binaria.



## **Capa de enlaces de datos (Capa 2)**

Se encarga de conseguir que la información fluya libre de errores, entre dos puntos o más. Es la etapa donde se activa, mantiene y desactiva el enlace de los datos. Además, proporciona las tramas finales de la envolvente, flujo ordenado de la información entre los nodos, permite la detección y corrección de errores.

## **Capa de red (Capa 3)**

Esta capa se encarga del enrutamiento existente entre una o más redes. Además, define el mecanismo en el que los mensajes se dividen en paquetes, que se clasifican en protocolos enrutables y protocolos de enrutamiento.

- Protocolos enrutables: son los que viajan con los paquetes
- Protocolos de enrutamiento: seleccionan la ruta

## **Capa de transporte (Capa 4)**

Se encarga de transportar la información íntegramente desde un origen hasta su destino final. Esta capa es la más alta a lo que se refiere a comunicaciones, es así, que es la que hace la interfaz entre las capas de red y las capas de sesión.

## **Capa de sesión (Capa 5)**

La capa de sesión establece, administra y finaliza las sesiones entre emisor y receptor que se están comunicando. También sincroniza el diálogo entre las capas de presentación de las dos máquinas y administra su intercambio de datos. Además, la capa de sesión ofrece disposiciones para una eficiente transferencia de datos, clase de servicio y un registro de excepciones acerca de los problemas de la capa de sesión, presentación y aplicación.

## **Capa de presentación (Capa 6)**

Es la capa encargada de traducir los paquetes de datos provenientes de la capa de aplicaciones, aun formato común que pueda ser leído por cualquier destino. Está capa traduce los códigos, conjunto de caracteres y determina el mecanismo de presentación de mensajes.

## **Capa de aplicaciones (Capa 7)**

Es la capa encargada de la interfaz y servicios que soportan las aplicaciones de usuario. Además, ofrece varias funciones que se usan con frecuencia como: acceso a archivos remotos, comunicación entre procesos, administración de la red, mensajería electrónica, terminales virtuales de red, acceso a base de datos y ficheros.

Las capas superiores delegan en las inferiores para la transmisión de los datos a través de la red subyacente. Los datos descienden por la pila, de capa en capa, hasta que son transmitidos a través de la red por los protocolos de la



capa física. En el sistema remoto, irán ascendiendo por la pila hasta la aplicación correspondiente.

### 6.3.2 MODELO TCP/IP

El nombre TCP/IP proviene de dos protocolos; *Transmission Control Protocol* (TCP) y el Internet Protocol (IP). Es la base del Internet que sirve para enlazar computadoras que utilicen sistemas operativos diferentes. Por ello es el modelo más usado a nivel mundial en redes de comunicación.

TCP/IP, en comparación con el modelo anterior, las capas de prestaciones y sesión no existen. A cambio, la capa de aplicaciones realiza las funciones de estas capas. Ya no se tiene la capa de red, sino que, se tiene sobrepuesta la capa de Internet, las capas de enlace de datos y física se reemplazan con la capa de acceso a la red.

#### MODELO TCP/IP

Capa de aplicación	Representa datos para el usuario, control de codificación y de diálogo.
Capa de transporte	Admite la comunicación entre distintos dispositivos de distintas redes.
Capa de red	Determina la mejor ruta a través de la red.
Capa de enlace de datos	Controla los dispositivos del hardware y los medios que forman la red.
Capa física	Define las características físicas de la red material.

FIGURA 6.2 MODELO TCP/IP.

Tomado de: <http://www.textoscientificos.com/redes/tcp-ip/comparacion-modelo-osi>.

#### Capa física (Capa 1)

Se describen las características físicas de la comunicación, del medio usado para el transporte de información (por cable, fibra óptica, radio), los conectores, código de canales y modulación, potencia de la señal, longitud de onda, sincronización y temporización y distancias de transmisión. Esta capa describe los estándares de hardware como IEEE 802.3<sup>5</sup>, la especificación del medio de red Ethernet y RS 232.

#### Capa de enlace de datos (Capa 2)

<sup>5</sup> IEEE 802.3 se definen especificaciones de networking basadas en Ethernet. Este estándar describe la serie de bits digitales que viajan por el cable.





Esta capa recibe los paquetes de datos llamados datagramas de los niveles superiores y define como serán transportados por los medios físicos. Esta capa consta de una interfaz de red encargada de aceptar las direcciones IP y transmitirlos hasta una red específica. Asignan la ruta que debe utilizar el paquete, basado en la dirección IP asignada al receptor.

### Capa de internet (Capa 3)

Es la capa que maneja la comunicación de una computadora a otra, que también, se la conoce como la capa de red. Esta capa incluye en protocolo de internet (IP), protocolo de resolución de direcciones (ARP) y el protocolo de mensajes de control de internet (ICMP).

El Protocolo IP y sus protocolos de enrutamiento asociados son la parte más significativa del modelo TCP/IP. ARP ayuda al protocolo IP a direccionar los datagramas al receptor adecuado. ICMP detecta y registra las condiciones de error de la red.

### Capa de transporte (Capa4)

Aquí, se garantiza que los paquetes lleguen en secuencia y sin errores hasta el receptor, al confirmar la recepción de datos, caso contrario se retransmite los datos perdidos. Este método se denomina transmisión de punto a punto. Los protocolos de esta capa son: TCP, protocolo de datagramas de usuario (UDP) y el protocolo de transmisión para el control de flujo (SCTP).

### Capa de aplicaciones (Capa 5)

Esta capa incluye los programas más comunes usados para comunicarse a través de una red con otros programas, usa aplicaciones que trabajan directamente con el usuario. Las aplicaciones y protocolos en esta incluyen a *Hyper Text Transfer Protocol* (HTTP), Transferencia de Archivos (FTP), correo electrónico (SMTP), Resolución de Nombre de Domicilio (DNS), el protocolo de transferencia de archivos trivial (TFTP).

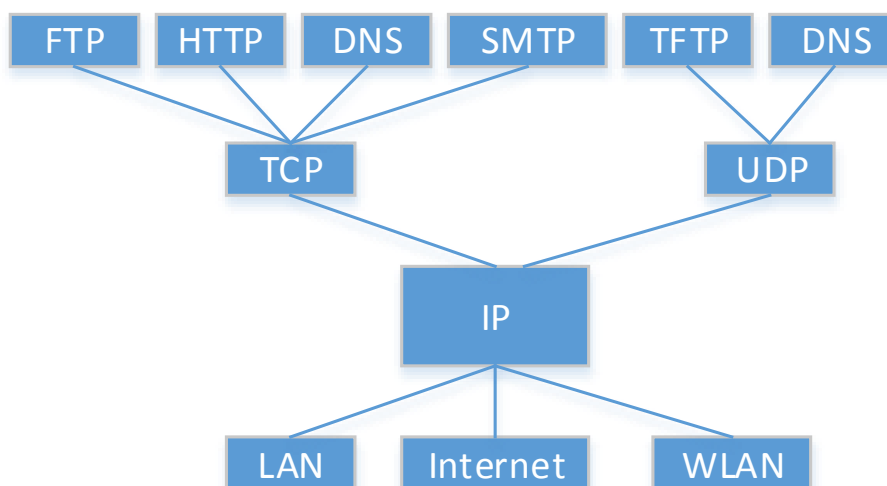


FIGURA 6.3 ARQUITECTURA DE PROTOCOLOS MODELO TCP/IP.



## 6.4 RED ETHERNET

Es un estándar de red de área local, que utiliza el método acceso múltiple por detección de portadora con detector de colisiones (CSMA/CD). Este estándar define las características de los cables que se utilizan para la conexión, los niveles físicos de la conexión, y los formatos necesarios para las tramas de los datos en cada nivel. El estándar que rige las conexiones Ethernet es el IEEE 802.3.

### Datos técnicos

Estándar	Ethernet según IEEE 802.3/ISO 8802.3
Modo de acceso	CSMA/CD
Velocidad de transferencia	10/100/1000 Mbit/seg.
Medio de transmisión	Eléctrico: Par trenzado
	Óptico: Fibra óptica
	Inalámbrico
Máx N° participantes	1024
Distancia de red	Eléctrica: máx. aprox. 1.5 Km
	Óptica: máx. aprox. 4.3 Km
Topología	Lineal, árbol, estrella, anillo
Aplicaciones	Red de cédula y de gestión

TABLA 6-1 CARACTERÍSTICAS DE ETHERNET.

### 6.4.1 ELEMENTOS DE UNA RED ETHERNET

Una red Ethernet tiene los siguientes elementos:

- Tarjeta de interfaz
- Servidor
- Repetidores
- Concentradores
- Puentes
- Los conmutadores
- Nodos de red
  - Terminal de datos (DTE)
  - Equipo de comunicaciones (DCE)
- Medio de interconexión

**Servidor:** Es un ordenador de la red que proporciona servicios a las distintas estaciones conectadas a la red.

**Tarjeta de interfaz de red:** permite que el equipo se conecte a la red local, cada tarjeta tiene una sola dirección MAC para su identificación en la red. Cuando un equipo se conecta a la red se conoce como nodo.

**Repetidor:** permite aumentar la distancia a la que se envía la información por medio físico, recibe las señales y las retransmite evitando su degradación en el medio físico.



**Concentrador o HUB:** Permite la interconexión de varios nodos. Su funcionamiento es como el de un repetidor recibe la información por uno de sus puertos y la repite a todos sus puertos restantes.

**Puente o bridge:** Permite la conexión de segmentos de redes.

**Conmutador o switch:** Permite la conexión de dos o más elementos a la red.

**Cable de red:** es el medio de conexión entre los diferentes elementos que forman la red.

**Terminales RJ-45:** Sirven para conectar los cables, tiene 8 contactos.

**Patch panel:** Son paneles en los que se ubican los puertos de una red, normalmente están localizados en un rack de comunicaciones.

**Cables:** Para el uso en la industria los cables son diseñados para resistir más que los UTP o fibras que se emplean en las redes LAN tradicionales. Esto es debido a que puedan resistir el ambiente industrial que es más agresivo.

**Cable ITP:** Es un cable de par trenzado, consta de dos alambres de cobre aislados, se entrelazan en forma helicoidal. La forma trenzada sirve para reducir la interferencia eléctrica que se pueda producir de otros cables cercanos.

Se pueden utilizar tanto para transmisión analógica como digital, su rendimiento se deteriora con la distancia. El ancho de banda depende del calibre del alambre, del material que está compuesto y del tipo de alambre si es unifilar o multifilar.

Para transmisión de datos en la redes LAN se emplea una variante el Unshielded Twisted Pair (UTP) que tiene cuatro pares de cables.

**Cable coaxial:** Hay dos tipos de cables coaxial que se emplean, uno es de 50  $\Omega$ , que se utiliza para la transmisión digital; el otro tipo es de 75  $\Omega$  y es usado para transmisión analógica. El cable usado a nivel industrial es conocido como triaxial.

El cable triaxial tiene una elevada resistencia a la interferencia, posee una capa de blindaje extra que una vez que se conecta a tierra lo convierte en hermético a las altas frecuencias. Tiene una gran rigidez.

**Fibra Óptica:** La transmisión se la realiza por medio de pulsos de luz. El pulso de luz es empleado para indicar un bit de valor 1, la ausencia de este pulso indica que el bit tiene un valor de 0.

El sistema de transmisión óptico está formado por tres componentes: el medio de transmisión, la fuente de luz y un detector. El medio de transmisión será la fibra que puede ser de vidrio o de silicio fundido que son ultra delgada. La fuente de luz puede ser un diodo emisor de luz (LED), o un diodo laser, al aplicar una corriente sobre cualquiera de los dos produce un pulso de luz. El

detector es un fotodiodo que al recibir un rayo de luz produce un pulso eléctrico.

#### 6.4.2 TOPOLOGÍA DE RED

Es la disposición física de cómo se conectan los equipos a la red. Hay varias topologías de red entre ellas tenemos: Topología lineal, topología árbol, topología estrella y topología en anillo. Si una red tiene diversas topologías se llama mixta.

La topología a emplearse en la minicentral será de tipo árbol. En esta topología los equipos de la red se conectan a unos concentradores secundarios, que a su vez es conectado al concentrador central.

##### Ventajas

- El Hub central retransmite las señales con lo que se amplía la distancia que puede viajar la señal.
- Se puede conectar más dispositivos.

##### Desventajas

- Es más costosa.
- Su configuración es más difícil.

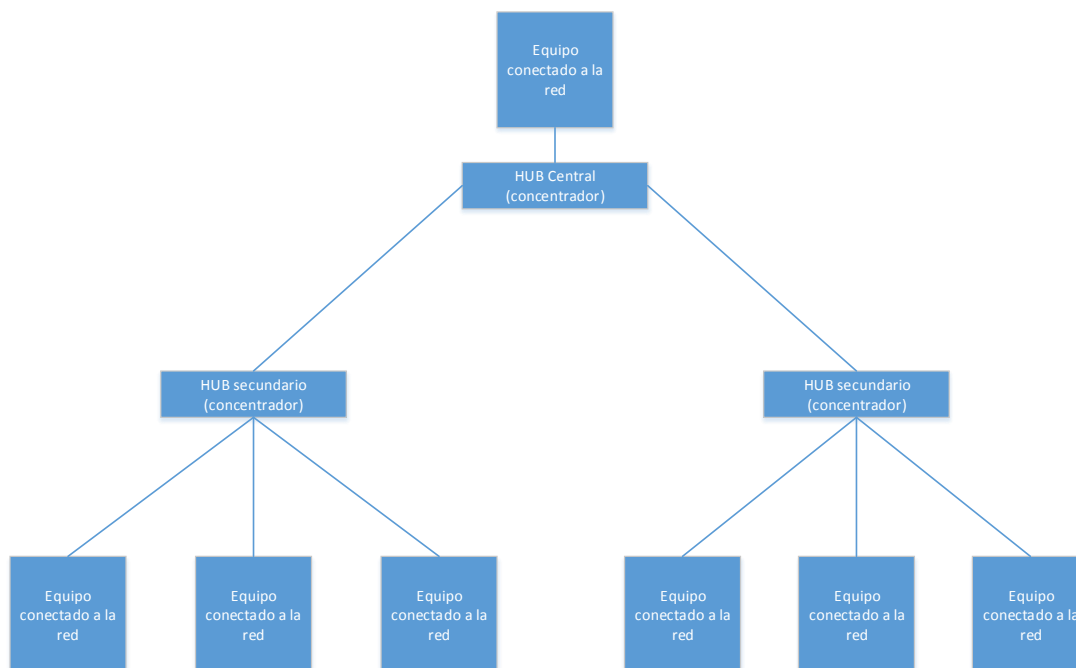


FIGURA 6.4 TOPOLOGÍA RED ÁRBOL.

#### 6.5 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN EN LA MINICENTRAL GUALACEO

##### 6.5.1 IEC 60870-5-104

Este protocolo de telecontrol fue desarrollado por la por la Comisión Electrotecnia Internacional (IEC) y es empleado en equipos y sistemas de



telecontrol para funciones de control, supervisión y adquisición de datos. Se basa en el estándar IEC 60870-5-101.

En toda comunicación del protocolo IEC 60870-5-104 existe una estación que será la controladora también conocida como maestro y una estación controlada conocida como esclavo y por la utilización del TCP/IP cliente y servidor respectivamente.

Para el transporte de la información sobre la red se utiliza el estándar TCP/IP, se basa en el modelo EPA (*Enhanced Performance Architecture*) arquitectura de rendimiento mejorado, es una forma simplificada del modelo OSI.



**FIGURA 6.5 ARQUITECTURA PARA IEC 60870-5-104.**

Tomado manual saitel

Hay cinco capas del modelo OSI, que son la física, enlace, red, transporte y aplicación, se añaden la capa de proceso de usuario, usada para definir los procesos que o funciones al sistema de telecontrol.

La comunicación entre las capas es de forma virtual, cada capa transfiere los datos a su capa inferior hasta llegar al medio físico. En el destino el proceso es inverso. En cada capa se adiciona información de control conocida como cabecera del mensaje para poder asegurar la entrega correcta de los datos.

En la capa de transporte (TCP) y red (IP) se emplea un número de puerto y una dirección IP.

El protocolo define los siguientes términos básicos:

APCI: Zona de cabecera de cada mensaje que se intercambian el cliente y el servidor. Contiene información de control para la parte de datos que se recibe a continuación.

ASDU: Se transmite los datos después del APCI formando parte del mismo mensaje. Es la unidad de datos, que intercambia el nivel de aplicación entre el maestro y el esclavo. Hay por lo menos un ASDU definido por cada tipo de



punto de información que se puede manejar con el protocolo. Entre el nivel de aplicación y el nivel TCP.

APDU: Mensaje transmitido. Se compone de APCI más el ASDU.

Test APDU: cada cierto tiempo se hace un test entre el cliente y servidor para confirmar que no hay problemas de comunicación.

### 6.5.1.1 CONEXIONES

Se puede emplear tanto como maestro o como esclavo.

Servidores: *El Bincontroller i4m* permite comunicarse con varios esclavos. El servidor controla los recursos, se encarga de recibir las peticiones del cliente y realiza el servicio enviando los datos en un formato adecuado.

Clientes: el *Bincontroller i4e* permite a la estación esclava comunicarse con el maestro. El cliente envía o solicita un servicio al servidor.

Conexiones: es un enlace TCP con la estación controladora, una conexión puede estar desconectada, conectada y activa. Activa será cuando estando conectada la estación controladora está habilitada para él envío de datos a esta conexión. Para la identificación de un cliente se lo hace por la dirección IP de la estación controladora.

Sectores: Para identificar un punto se emplea la información del objeto de la información (IOA) y la dirección común (CAA) del ASDU. El conjunto de puntos que tienen el mismo CAA se conoce como sector.

### 6.5.1.2 TIPOS DE DATOS

Información de entrada

- MSP: información de un solo punto.
- MDP: Información de doble punto.
- MST: Información de posición del paso.
- MBO: Bitstring de 32 bits.
- MMEA: Valor medido, valor normalizado.
- MMEB: Valor medido, valor escalado.
- MMEC: Valor medido, valor punto flotante corto.
- MIT: totales integrados.

Comandos

- CSC: comando simple.
- CDC: comando doble.
- CRC: Paso de regulación de comando.
- CSEA: Comando de punto de ajuste, valor normalizado.
- CSEB: Comando de punto de ajuste, valor escalado.
- CSEC: Comando de punto de ajuste, valor punto flotante corto.
- CBO: bitstring de 32 bits



### 6.5.2 IEC 61850

Es un estándar que surgió de la necesidad de normalizar el intercambio de información entre los equipos de una subestación, sin importar que tipo de equipo y cual sea el fabricante.

Los estándares para aplicaciones eléctricas, tales como DNP3, IEC 60870-5-101/ 103/ 104, PROFIBUS, entre otros, determinan intercambio de información y resuelven el problema de interconexión a través de definiciones rígidas, esta estructura rígida hace que les impida adaptarse a los nuevos avances tecnológicos en el intercambio de información.

El estándar IEC 61850, cumple con los requerimientos actuales de intercambio de información, siempre que posea la flexibilidad suficiente para adaptarse a los requerimientos del futuro.

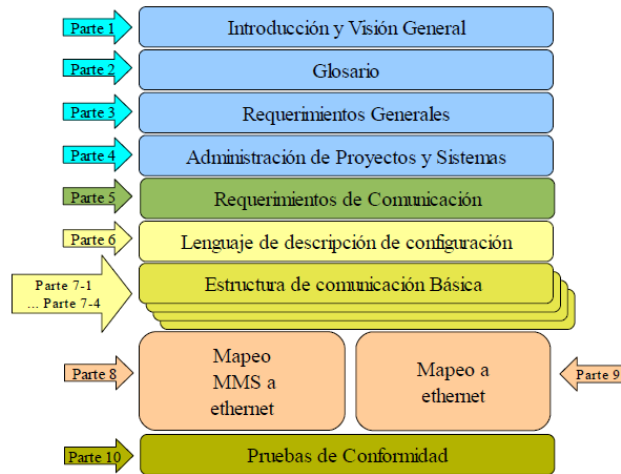
Los puntos que se normalizaron fueron:

- El BUS a utilizar para que se conecten las IEDs.
- La comunicación a utilizar para conocer los estados del dispositivo y lo que está controlando o comandando.
- La comunicación entre los equipos con mensajes rápidos que deberían responder en menos de 20 milisegundos.
- Un lenguaje SCL (*Substation Configuration Language*) en el que su estructura está diseñada en base al estándar XML.
- La forma en que se deben armar las estructuras de los IEDs. (Llamados nodos).
- El tipo de pruebas que se le deben realizar para considerar que un equipo está dentro de la norma.

En los inicios del estándar IEC 61850 estaba diseñado para soportar todas las funciones requeridas para una subestación, tales como supervisión, control y protección. Cubre las comunicaciones entre los IEDs desde el nivel de procesos (adquisición de datos, sensores), al nivel de bahía (protección y control) y hasta el nivel supervisión.

Debido a la flexibilidad de este estándar, el IEC 61850 está siendo aplicado en otras áreas de automatización, monitoreo y control entre ellas tenemos la generación distribuida, energía eólica y energía hidráulica.

### 6.5.2.1 ESTRUCTURA BÁSICA DEL ESTÁNDAR



**FIGURA 6.6 ESTRUCTURA DE LA NORMA IEC 61850.**

Tomado de: [http://cybertesis.urp.edu.pe/urp/2010/toscano\\_ma/pdf/toscano\\_ma-TH.4.pdf](http://cybertesis.urp.edu.pe/urp/2010/toscano_ma/pdf/toscano_ma-TH.4.pdf).

En la estructura de la figura podemos destacar:

Parte 1.- Donde están los principios generales.

Parte 3.- Los requerimientos.

Parte 6.- Lenguaje SDL.

Parte 7.- Estructura, servicios de comunicación (ASCI), tipo de datos comunes (CDC) y definición de los LNs (Nodos lógicos).

Parte 8.- Mapeo sobre MMS, GOOSE y GSSE.

Parte 9.- comunicación de datos.

Parte 10.- Pruebas.

### 6.5.2.2 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL ESTÁNDAR IEC 61850

La continua integración de las funciones de protección, control y monitoreo junto con la creciente presión para reducir costos en los proyectos ha conducido a una nueva generación de herramientas de ingeniería.

El IEC 61850 estandariza tres elementos pertenecientes a la Ingeniería en Comunicaciones:

- Nombre y movimientos de datos operacionales. Monitoreo, comandos por control, interface de operador (cliente / servidor, *host* / *DEI*).
- Nombre y movimientos de datos en tiempo real. Protección, interbloqueos, automatización, valores de muestras (punto a punto, DEI / DEI, bus de campo).
- Nombres y movimientos de información de configuración de ajustes de comunicaciones (atributos del SCL).

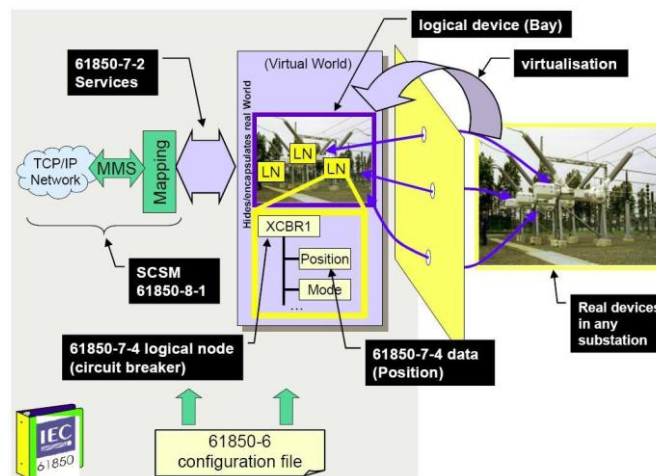


### 6.5.2.3 ARQUITECTURA

- Nivel de Estación: es donde se encuentra el ordenador, el IHM y el Gateway. La red Ethernet se denomina como BUS de Estación.
- Nivel de Bahía: en este nivel se encuentran los IEDs- La red Ethernet se llama BUS de Bahía.
- Nivel de Procesos: es donde se ejecutan los procesos como su nombre lo dice. La red que se usa en este nivel, es una red en anillo. Esto presta confiabilidad que debe tener el BUS y usar switches confiables.

### 6.5.2.4 MODELO DE DATOS

El modelo de datos proporciona una descripción del mundo real. Un LN (nodos lógicos) es la representación abstracta de una funcionalidad necesaria para la automatización de una subestación. Esta funcionalidad no puede ser descompuesta en elementos más básicos.



**FIGURA 6.7 MODELACIÓN DE LOS NODOS LÓGICOS.**

Tomado de: <http://es.slideshare.net/fnuno/la-norma-iec-61850-estndar-de-comunicacin-para-subestaciones-elctricas>.

En la figura podemos ver las normas que se usan para modelar los objetos. Los Nodos Lógicos son 13 y están agrupados:

Grupo L: LNs del sistema

Grupo P: Protección

Grupo R: Relacionado con protección

Grupo C: Control

Grupo G: Genéricos

Grupo I: Interfaz y archivo

Grupo A: Control Automático

Grupo M: Medidas

Grupo S: Sensores y monitorización

Grupo X: Switches

Grupo T: Transformador de medida

Grupo Y: Transformadores de potencia

Grupo Z: Otro equipos del sistema eléctrico

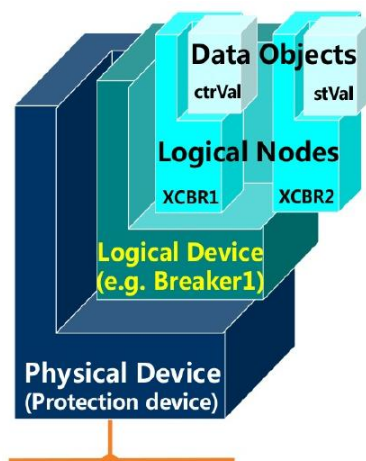


FIGURA 6.8 ESTRUCTURA DE LOS NODOS LÓGICO Y OBJETOS LÓGICOS DEVICE.

Tomado de: <http://es.slideshare.net/fnuno/la-norma-iec-61850-estndar-de-comunicacin-para-subestaciones-elctricas>.

**Dispositivo Físico:** Se conecta físicamente con la red IP y puede contener uno o varios dispositivos lógicos y puede trabajar tanto como servidor, proxy o concentrador.

**Dispositivos Lógicos:** Está compuesto por un conjunto de nodos lógicos y servicios que están relacionados. Se relacionan con dispositivos reales como: un interruptor, un seccionador, o una protección, etc.

**Nodos Lógicos:** Es un conjunto de datos y servicios que se relacionan con una función específica en la minicentral. La norma define los LNs para las distintas funciones de control, protección, medición, supervisión, automatización. O sea lo que se define es la interface externa, lo que no se define es la función interna de los LNs.

**Datos y atributos de los datos:** Un LN contiene un conjunto de datos estandarizados. Estos datos tienen un nombre y una función específica y normalizada. Estos datos se derivan de un conjunto de clases que también están normalizadas.

#### 6.5.2.5 LENGUAJE SCL

Todos los dispositivos (IEDs) según la norma deben tener la posibilidad de exportar su configuración. El archivo resultado de la exportación, está normalizado y se basa en el estándar XML.



Para esto se define el lenguaje de configuración de subestación (SCL). Dicho lenguaje maneja 4 tipos de archivos.

**SSD:** *System Specification Description*. Es una descripción del sistema completo.

**SCD:** *Substation Configuration Description*. Descripción de la subestación.

**ICD:** *IED Capability Description*. Descripción de los ítems soportados por el IED.

**CID:** *Configured IED Description*. Configuración de un IED específico.

El archivo con extensión IED, es el archivo que nos va a brindar toda la configuración con respecto a un IED determinado. Tiene información relativa a los parámetros de conexión y todo el árbol de objetos, incluyendo la definición de todos los tipos de datos utilizados.

La norma permite explorar al servidor, esto es exactamente igual a leer el propio archivo ICD. Por otro lado la información del archivo es más completa a la que puede llegar del servidor. Como este archivo que está en formato XML puede ser leído desde cualquier browser de internet.

#### 6.5.2.6 MIGRACIÓN DE DATOS

##### MENSAJES GSE

El modelo de Eventos Genéricos de la Subestación (GSE) proporciona la posibilidad para una rápida y confiable distribución del extenso sistema de entradas y salidas de valores de datos. Este modelo está basado en el concepto de descentralización autónoma, proporcionando un eficiente método, permitiendo la entrega simultánea de la misma información de GSE a más de un dispositivo físico a través del uso del servicio multicast o broadcast.

##### MENSAJES GOOSE Y MENSAJES GSSE

Mensajes *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE) se usan para transmitir comandos de disparo a un interruptor desde un relevador a otro, que actualmente conectan a los interruptores.

Estos mensajes también llevan:

- Mensajes de disparo de interruptor.
- Mensajes de cierre de interruptor.
- Inicio de falla de interruptor.
- Inicio de cierre
- Estado de un relevador o de una salida lógica para supervisión de acciones de protección o de control en otros relevadores o zonas de protección.

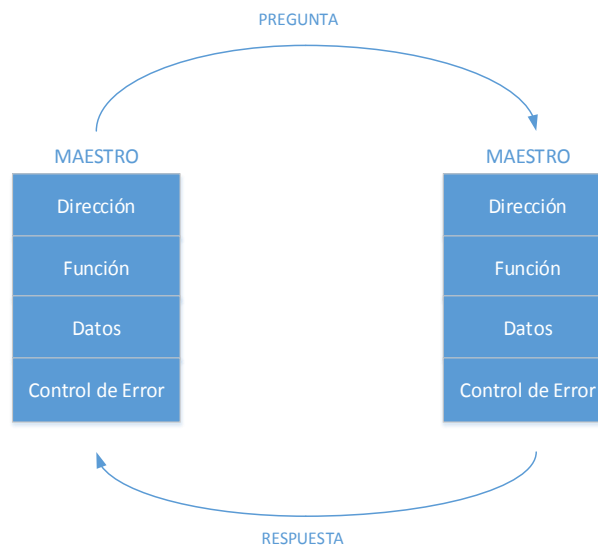
- Monitoreo cruzado de sistemas de protección redundante. Cada sistema verifica si el otro sistema está vivo, y reporta fallas. Sin alambrado adicional.

Los mensajes *Generic Substation State Event* (GSSE) en el IEC-61850 proveen la capacidad de transmitir el cambio de estado de la información en estados binarios, solicitudes de control, pero no valores analógicos.

### 6.5.3 MODBUS

Es un protocolo de comunicación serie, se encuentra ubicado en el nivel 7 del modelo OSI, se basa en la arquitectura maestro esclavo. Este protocolo permite al PLCs, computadores, motores, sensores, comunicarse sobre una red. Se implementa sobre redes de comunicación RS-485 y RS-232.

La técnica Maestro/esclavo consiste en tener un dispositivo principal conocido como Maestro que es el que envía los mensajes y otros dispositivos conocidos como esclavos que responden. Cada esclavo tiene una única dirección que puede ir desde 1 a 247, así el maestro sabe con cual esclavo se comunica.



**FIGURA 6.9 MODELO MAESTRO/ESCLAVO.**  
Tomado manual saitel

#### 6.5.3.1 MODOS DE TRANSMISIÓN SERIAL

Para la transmisión en protocolo modbus se lo hace por dos maneras:

- Modo RTU
- MODO ASCII

#### 6.5.3.2 MODO DE TRANSMISIÓN SERIAL RTU

Para la transmisión cada 8 bits de un byte en mensaje contiene dos caracteres hexadecimales de 4 bits. El formato de 11 bits por cada byte es el siguiente:



Código de sistema: 8 bit binarios

Bits por byte: 1 de arranque.

8 bit de datos, el bit menos significativo va primero.

1 bit para completar la paridad.

1 bit de parada.

Chequeo con paridad

Inicio	1	2	3	4	5	6	7	8	Paridad	Parada
--------	---	---	---	---	---	---	---	---	---------	--------

Chequeo sin paridad

Inicio	1	2	3	4	5	6	7	8	Parada	Parada
--------	---	---	---	---	---	---	---	---	--------	--------

**TABLA 6-2 MODO DE COMUNICACIÓN SERIAL RTU.**

Tomado manual saitel

### 6.5.3.3 MODO DE TRANSMISIÓN SERIAL ASCII

En este modo para la transmisión cada 8 bit de un byte en mensaje es enviado dos caracteres ASCII. El formado 10 bits por cada byte es:

Código del sistema: Hexadecimal

Bit por byte: 1 bit de inicio

7 bits de datos, el bit menos significativo es enviado primero.

1 bit de paridad.

1 bit de parada.

Chequeo con paridad

Inicio	1	2	3	4	5	6	7	Paridad	Parada
--------	---	---	---	---	---	---	---	---------	--------

Chequeo sin paridad

Inicio	1	2	3	4	5	6	7	Parada	Parada
--------	---	---	---	---	---	---	---	--------	--------

**TABLA 6-3 MODO DE COMUNICACIÓN SERIAL ASCII.**

Tomado manual saitel

Este protocolo es empleado para la comunicación entre PLC de máquina y el IHM, además del cargador de baterías. De igual manera comunica el PLC del tanque de carga con el MHI y cargador de baterías ubicados en el tanque de carga.

### 6.6.4 PROTOCOLO ICCP

*Inter Control Center Protocol (ICCP)*, es un protocolo creado para la transferencia de información entre centros de control en tiempo real, es considerado como un protocolo abierto. ICCP implementa el estándar MMS, desarrollado para aplicaciones industriales y es usado para el intercambio de datos en el campo industrial.



El uso del estándar MMS permite que el manejo de las comunicaciones sea el mismo independientemente de la arquitectura de la red y dispositivos electrónicos conectados. MMS usa una interfaz con las capas más bajas de la pila OSI, lo que permite la configuración y mantenimiento del protocolo ICCP en los centros de control.

Para el intercambio de datos usado por ICCP, es necesario establecer un acuerdo bilateral, donde se listan los datos que van a intercambiar. Los centros de control usan información para el intercambio de datos y como control de acceso, lo que permite limitar el acceso a los datos por personas externas.

El protocolo ICCP es considerado como protocolo de integración para intercambio de información en tiempo real entre organismos supervisores en nuestro país que es el CENACE y el Centro de Control de Saymirín.

Para ello se deben tomar en cuenta los requerimientos que necesita este protocolo:

- Implementación de un medio de comunicación robusto.
- Definición de nodos y configuración del cliente y servidor.
- Definición de variables a ser transmitidas o recibidas.

ICCP es un protocolo diseñado para ser modular, utilizando bloques funcionales e independientes que determinan la funcionalidad del protocolo, esto quiere decir que los centros de control deben definir cuáles son los bloques que se necesitan. Los bloques funcionales son:

- **Bloque 1**, permite intercambiar los datos de forma periódica y es la configuración mínima que se puede usar. Los datos que se puede intercambiar son:
  - Estados digitales.
  - Mediciones analógicas.
  - Códigos de calidad.
  - Estampas de tiempo.
  - Eventos de equipos de protección.
- **Bloque 2**, en este bloque se pueden definir los puntos que serán reportados cuando ocurra algún cambio de estado o si sobrepasan los límites de banda muerta de los puntos analógicos.
- **Bloque 3**, corresponde al reporte por excepción de un bloque de datos, aumentando la eficiencia de envío.
- **Bloque 4**, permite el intercambio de información a través de mensajes.
- **Bloque 5**, permite realizar una solicitud al cliente para ejecutar el control de un dispositivo, se caracteriza por ser solo una solicitud de ejecución, no realización del control directamente.



- **Bloque 6**, utiliza las propiedades del MMS, para ejecutar programas de forma remota.
- **Bloque 7**, permite el reporte de eventos que ocurren en el centro de control remoto.
- **Bloque 8**, permite la utilización de objetos adicionales que son requeridos por el usuario como: pronósticos de operación y demanda, curva de carga, entre otros.
- **Bloque 9**, relacionado con datos de series de tiempo, pueden ser datos recolectados como información histórica, por lo que no pueden ser tratados como datos en tiempo real.

#### 6.6.4.1 IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO ICCP

Para la implementación de la transferencia de datos entre centros de control (SCADA – SCADA), se deberá tener en cuenta las siguientes pautas.

##### ACUERDO BILATERAL

Es el acuerdo entre dos centros de control, en las que se establece las referencias sobre las cuales se implementa el enlace ICCP y como control de acceso del centro de control cliente en el centro de control servidor. Una tabla bilateral, permite el envío, periodicidad, nombre de los puntos a intercambiar, permisos de control. Además, los siguientes campos:

- Nombre, es la denominación que se les da a los puntos.
- Periodicidad, es el intervalo de tiempo en el cual serán intercambiados los puntos.
- Permisos, son las opciones que se pueden efectuar de cada punto.
- Formato, es el tipo del formato del punto.

Los acuerdos bilaterales contienen parámetros de sintonización de los enlaces ICCP, como son:

- Nombre de dominio.
- Nombre de la tabla bilateral.
- Direcciones IP de los servidores ICCP.
- TSEL, selector de transporte.
- SSEL, selector de sesión.
- PSEL, selector de presentación.
- AP-title, título del proceso de aplicación.

##### OBJETOS DE DATOS (*DATA VALUE*)

Es el valor de un dato recibido a través de ICCP y el punto en el centro de control local, pueden ser medida analógicas, digitales, ordenes de control o estructuras de datos.

##### CONJUNTO DE DATOS (*DATA SET*)





El conjunto de datos son listas que permite organizar los datos que se quieren intercambiar a través de ICCP y asocia el tipo, prioridad, permisos de acceso y control u otras necesidades del centro de control cliente.

### **CONJUNTO DE TRANSFERENCIA (*TRANSFER SET*)**

Permiten establecer las condiciones del intercambio de cada set de datos. Las condiciones soportadas por una implementación completa de ICCP son: periódicamente, por reporte de excepción o a solicitud del operador.

#### **6.6.4.2 SEGURIDAD EN EL ENLACE ICCP**

El protocolo ICCP permite encriptar los datos para que solamente los dos centros de control enlazados, puedan descifrar esta información, para esto utiliza un esquema de autenticación, mediante firmas digitales, que es un método criptográfico que asocia la identidad de una persona u ordenador.

Hay que considerar también que todos los sistemas SCADA deben estar protegidos ante cualquier amenaza de hackeo, es por eso la recomendación de la implementación de *firewalls* y mantenimientos de ethical hacking (certificación profesional para la realización de pruebas de hackeo).

#### **6.6.4.3 ENLACES ENTRE EL CENTRO DE CONTROL SAYMIRÍN Y EL CENACE**

Como ya se menciona anteriormente, el protocolo ICCP es de integración entre centros de control, que facilita en intercambio de datos como se indicó. En el siguiente apartado se hace mención a la Regulación No. CONELEC – 005/08, que indica los pasos y normas que se debe seguir y cumplir para en enlace de un centro de control y el CENACE.

### **6.7 ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN DE LA MINICENTRAL GUALACEO**

Al PLC Saitel 2000DP se conectará vía comunicación modbus el cargador de batería, contador de energía, sistema contra incendios y el IHM. También el enlace de los elementos campo (sensores y actuadores) se hace por cableado.

El PLC Saitel 2000DP recibe la información que proviene de los elementos nombrados anteriormente y por medio de comunicación con protocolo 60870-5-104, es llevada hacia un Switch.

A este Switch también llega la información vía comunicación con protocolo IEC 61850 los relés del generador y de línea, así también la información que proviene del PLC de tanque de carga, que es llevada mediante fibra óptica tanto el Switch receptor como el emisor deben tener un convertidor de señal eléctrica a señal de luz.

Al PLC de tanque de carga se conecta: el IHM y cargador de baterías vía modbus.





Del Switch que recibe la información del PLC de tanque de carga y del PLC de máquina se conecta mediante 60870-5-104 al Switch modelo JetCon 3810f.

A este Switch también llega la información que proviene del NVR que es un grabador de video.

La señal de video proveniente de las tres cámaras ubicadas en casa de máquinas y dos en el tanque de carga, llega al NVR por medio de Switch. Llega al NVR por medio de un Switch, tres ubicadas en casa de máquinas y dos en el tanque de carga.

Las cámaras del tanque de carga van primero a un Switch modelo Jetnet 3810f que envía la información mediante cable Ethernet a un convertidor de medios modelo JetCon 2302 el cual convierte la señal eléctrica de entrada en una señal de luz a ser enviada por fibra óptica. Mediante la fibra óptica se transporta la señal hasta un convertidor de medios, modelo JetCon 2302 para volver la señal de luz a señal eléctrica y enviar al Switch donde llegan las cámaras de la sala de máquinas y los teléfonos IP.

Del Switch se envía a un firewall modelo Jetbox 9300 para la seguridad de los datos, y de este se envía la información a un convertidor de medios que es provisto por el proveedor para enviar la información por fibra óptica hasta el centro de control ubicado en Saymirín.

La minicentral cuenta con dos contadores de energía modelo ION 8650 que mediante Ethernet se conecta al Switch JetNet 3810f. Estos medidores de energía tienen una dirección IP pública para poder acceder a la información de registro de medidas eléctricas en tiempo real.

La IP pública es una dirección que se asigna a los equipos que permite conectar directamente a la red, esta dirección es única. A diferencia de una IP privada que puede repetirse en otra red privada.

Para poder acceso de una red privada a una IP pública es necesario vincular, para esto existe el NAT (Network Address Translation) que es un puente el cual nos permite ingresar desde un pc que tiene una IP privada, en el servidor que se encuentra en un sitio web el cual posee una IP pública.

#### Asignación IP fija y dinámica

La dirección IP fija o IP estática o dedicada, es asignada por el proveedor de acceso a internet (ISP) de forma permanente a un cliente, mientras dure el contrato no se puede cambiar.

En una dirección IP pública dinámica se asigna escogiendo una que esté disponible en la lista de ISP en el momento que se establece la conexión con internet.

IANA (*Internet Assigned Numbers Authority*) es la entidad responsable de supervisar la asignación global de direcciones IP y otros



protocolos relacionados. Actualmente trabaja junto a la ICANN (*Internet Corporation for Assigned Names and Numbers*), que es responsable de la asignación de direcciones IP y nombres de dominio y otros identificadores en internet.

En el ANEXO 6.1 se puede observar la arquitectura de comunicaciones.

### 6.7.1 PROTOCOLO SIMPLE DE HORA DE RED (SNTP)

EL SNTP es una aplicación de mantenimiento de la hora que permite sincronizar el hardware en una red. Para la minicentral nos permitirá mantener sincronizados los relés de línea con el PLC.

Cliente SNTP: Al configurar como cliente SNTP a un equipo, el valor de una hora proviene de una fuente externa. Cuando el valor de la hora del equipo no coincide con la hora de la fuente externa, se realizan los ajustes necesarios hasta obtener el valor de hora sincronizada.

Servidor SNTP: Al configurar como servidor SNTP, el equipo es el servidor de hora para el resto de equipos de la red. En función de la hora que de este equipo el resto de equipos de la red sincronizaran sus relojes.

## 6.8 REGULACIÓN NO. CONELEC – 005/08 “REQUERIMIENTOS PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO POR PARTE DEL CENACE”

Esta regulación establece los requerimientos que deben cumplir los agentes del mercado eléctrico mayorista y el transmisor, con lo relación a la supervisión y control en tiempo real que realiza el CENACE.

### 6.8.2 ENTREGA DE LA INFORMACIÓN

Al ser una minicentral la información que se enviara al CENACE para su supervisión y monitoreo es menor a la de una central hidroeléctrica mayor. La información que se envía se observa en las siguientes tablas de señales analógicas y digitales.

ANALÓGICAS			
PUNTO	NOMBRE ICCP	FORMATO	PERIODICIDAD
Potencia Activa (MW)	GUALA_P	q (Sin estampa de tiempo)	10 s
Potencia Reactiva (MW)	GUALA_Q	q (Sin estampa de tiempo)	10 s
Voltaje VAB (480V)	GUALA_V	q (Sin estampa de tiempo)	10 s
TR Potencia Activa (MW)	GUALA_TR_P	q (Sin estampa de tiempo)	10 s
TR Potencia Reactiva (MW)	GUALA_TR_Q	q (Sin estampa de tiempo)	10 s
TR Voltaje VAB (22 KV)	GUALA_TR_V	q (Sin estampa de tiempo)	10 s
TR Energía Activa Entregada (MWh)	GUALA_TR_EAE	q (Sin estampa de tiempo)	60 s



TR Energía Activa Recibida (MWh)	GUALA_TR_EAR	q (Sin estampa de tiempo)	60 s
TR Energía Reactiva Entregada (MVARh)	GUALA_TR_ERE	q (Sin estampa de tiempo)	60 s
TR Energía Reactiva Recibida (MVARh)	GUALA_TR_ERR	q (Sin estampa de tiempo)	60 s

**TABLA 6-4 SEÑALES ANALÓGICAS.**

DIGITALES			
PUNTO	NOMBRE ICCP	FORMATO	PERIODICIDAD
Posición de interruptor máquina	GUALA_INT_G	q (Sin estampa de tiempo)	por excepción
Posición de interruptor línea	GUALA_INT_L	q (Sin estampa de tiempo)	por excepción

**TABLA 6-5 SEÑALES DIGITALES.**

### 6.8.3 PARÁMETROS TÉCNICOS QUE DEBEN CUMPLIR LAS SEÑALES

Los parámetros técnicos que deben cumplir las señales y que deben ser verificados principalmente durante las pruebas primarias de señales, o durante auditorías de señales que se realicen, son:

**Precisión:** Las mediciones analógicas implementadas deben cumplir la clase de precisión menor o igual a 1 %.

**Tiempos de Respuesta:** Las señales implementadas deben tener tiempos de respuesta no mayor a los indicados a continuación:

- Mediciones análogas: 7 segs.
- Indicaciones: 3 segs.
- Alarmas: 3 segs.
- Setpoints: 4 segs.



## CAPÍTULO 7

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 7.1 CONCLUSIONES

El dividir en sistemas a los elementos de la minicentral permite tener una comprensión más clara del funcionamiento de cada uno de los componentes que la conforma.

El avance tecnológico de los elementos empleados para el control y la operación de la minicentral permite, que se pueda realizar una automatización total de la minicentral.

La correcta utilización de las señales analógicas o digitales de cada elemento empleado en la minicentral permite un desempeño adecuado de los elementos y por lo tanto del funcionamiento de la minicentral.

Al definir los modos de mando de la minicentral se logra poner en claro desde dónde se podrá dar los órdenes; a su vez la identificación del desarrollo de la operación de la minicentral facilita definir una lógica para cada uno de los procesos que intervienen en ella como son: arranque, conexión y desconexión.

El uso del estándar IEEE 1547 nos da los rangos de frecuencia y tensión que se debe mantener para la conexión de la minicentral con la red de distribución, sin alterar las calibraciones en el sistema de protecciones del alimentador.

La verificación de las condiciones iniciales previa la operación, permite asegurar que los equipos funcionen correctamente; con esto se logra garantizar que el generador se encuentra en estado normal y sin defectos para su operación en el sistema eléctrico y mecánico.

La lógica de control para realizar las secuencias de arranque, parada normal y parada de emergencia, está compuesta por una serie de pasos secuenciales, permitiendo siempre llevar a la unidad a un estado seguro.

El conocer los tiempos que le toman a cada sistema para realizar una tarea dentro de la lógica que se ejecuta, proporciona una idea clara de si el equipo funciona de forma correcta.

En la operación es necesario tener claro bajo qué circunstancias la minicentral, puede llegar a detenerse ya sea por una parada normal o una parada de emergencia.

La parada normal de la minicentral se dará de forma programada ya sea por una orden del CENACE, por mantenimiento de la minicentral, o carencia de agua; la parada de emergencia es un proceso para detener el funcionamiento de la minicentral de forma no planificada, como en el caso de fallas en los



equipos o en la línea, este es un proceso que se realiza para la protección de los equipos de la minicentral.

El centro de control en Saymirín, al tener un sistema SCADA lo suficientemente robusto y con la capacidad necesaria para supervisar y controlar a la minicentral Gualaceo, permite su integración, pudiendo ser controlada de manera remota.

En la integración de la minicentral al centro de control se debe guardar armonía con las pantallas existentes, para que así no se dé un cambio brusco para el operador.

El SCADA permite guardar información en históricos que se podrá emplear en evaluaciones posteriores de falla, rendimientos, mejoras, etc, estos históricos deben ser filtrados de tal manera que no se almacene información intrascendente e inútil en el momento de evaluar el comportamiento de la minicentral.

Los diferentes protocolos de comunicación permiten enlazar equipos de diferentes marcas y funciones entre ellos permitiendo obtener información en tiempo real.

## **7.2 RECOMENDACIONES**

Se debe realizar un filtrado de las señales a ser almacenadas en los registros históricos del sistema SCADA, para no tener datos innecesarios; y en cambio disponer de los datos para la coordinación de las protecciones, el mantenimiento del generador y la planificación de la generación.

Es necesario realizar pruebas de comunicación mediante un simulador de protocolos, principalmente para los protocolos IEC 61850 e IEC 60870-5-104, para así detectar posibles fallas o imprevistos en el funcionamiento adecuado del sistema de telecomando e intercambio de información entre la minicentral Gualaceo y el centro de control en Saymirín.

Es necesario tener accesos desde el centro de control o desde cualquier punto por medio de la red al sistema de control, a los PLCs, a los IEDs de protecciones con el fin de que se pueda realizar análisis post falla a distancia de la minicentral.

Es recomendable hacer un plan operativo en caso de perder el enlace de comunicación de la central, para poder garantizar el funcionamiento normal de la unidad; es decir disponer de un sistema redundante de la red de comunicación de la minicentral, en caso de ocurrir alguna falla.

Se considera necesario instruir al guardián residente de la minicentral en los procesos básicos, especialmente de parada de la central, así como en labores de mantenimiento de los canales y bocatoma para que se tenga un normal funcionamiento de la minicentral.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Stuart A. Boyer; SCADA; ISA-The Instrumentation, Systems, and Automation Society; Charlottesville, Virginia; 2004.
- [2] Stuart A. Boyer; SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition; 2da Edition; ISA=Int. Society for Measurement & Control; Universidad Estatal de Pensilvania; State College, Pensilvania; 1999.
- [3] IEEE 1547; National Standard for Interconnecting Distributed Generation; Published by: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc; New York; 2003.
- [4] Valerij Knazkins; Stability of Power Systems with Large Amounts of Distributed Generation; Doctoral Thesis; KTH Institution for Elektrotekniska System; Stockholm, Sweden; 2004.
- [5] Roberto Batista Fernández & Josué Fonseca Barboz; Generadores y Sistemas de Control en Micro y Mini Centrales Hidroeléctricas de 1kW a 1MW; Universidad de Costa Rica, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica; Motes de Oca, San José; 2006.
- [6] Alberto Martín García; Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en la Operación y Planificación de las Redes de Distribución Eléctrica; Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería; Madrid; junio de 2006.
- [7] William Bolton; Instrumentación y Control Industrial; Primera Edición; Thomson Paraninfo, S. A.; Madrid; 1996.
- [8] Dan Zhu; Power System Reliability Analysis with Distributed Generators; Thesis Submitted to the Faculty of Virginia Polytechnic Institute and State University; 210 Burruss Hall, Blacksburg, VA 24061; May 2003.
- [9] IEC 62270; Hydroelectric Power Plant Automation - Guide for Computer-Based Control - IEC Standard; First Edition; International Electrotechnical Commission; Geneva, Switzerland; 2004.



[10] Rodríguez Penin, Aquilino; Sistemas SCADA; Segunda Edición; Marcombo S. A.; Barcelona; 2007.

[11] TELVENT; Manual Software Baseline; Sevilla, España; 2009.

[12] Ramón Pallás Areny; Sensores y acondicionadores de señal, 4<sup>ta</sup> Edición; Marcombo, Boixareu Editores; España; 2005.

[13] TELVENT; Manual Módulos de Saitel 2000DP; Sevilla, España; 2009.

[14] CONELEC, Regulación No CONELEC – 009/08; Registro de generadores menores a 1 MW; Quito, Ecuador, 2008.

[15] Roberto Batista Fernández & Josué Fonseca Barboza; Generadores y sistemas de control en micro y minicentrales hidroeléctricas de 1 kW a 1 MW; Ciudad universitaria Rodrigo Facio; Costa Rica; 2006.

[16] TELVENT; Manual de uso de usuario ISaGRAF; Sevilla, España; 2009.

[17] Narváez Adrés; Aplicaciones de los enlaces ICCP en el intercambio de información entre los centros de control en tiempo real; Centro Nacional de Control de Energía – CENACE; Quito, Ecuador; 2008.

[18] ELECAUSTRO, Boletines de información; Rehabilitación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo.

[19] Schneider Electric, MiCOM P242, P345. Relés de protección para generadores, Manual Técnico.

[20] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION-EC, TELECONTROL EQUIPMENT AND SYSTEMS; STANDARD 60870-5-104; 2006.



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# ANEXOS





UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# CAPITULO

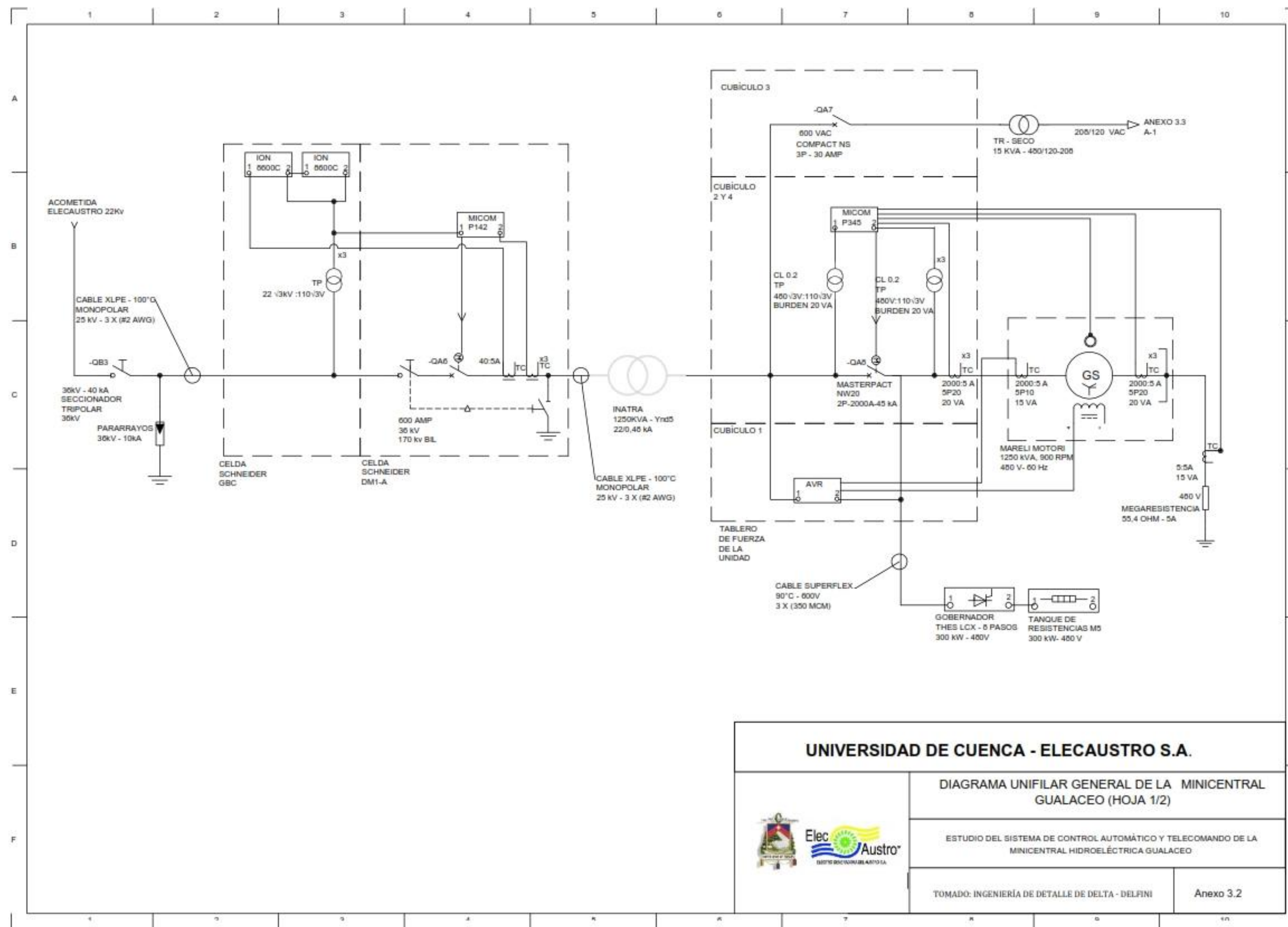
# 3



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SENSORES ANALÓGICOS								
ÍTEM	TAG	DESCRIPCIÓN	SERVICIO	SISTEMA	RANGO ELÉCTRICO DE INGENIERÍA	RANGO		
						MIN	MAX	UNIDAD
1	POS-GUA-1001	TRANSMISOR DE POSICIÓN	POSICIÓN INYECTOR 1	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			
2	POS-GUA-1002	TRANSMISOR DE POSICIÓN	POSICIÓN INYECTOR 2	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			
3	POS-GUA-1003	TRANSMISOR DE POSICIÓN	POSICIÓN INYECTOR 3	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			
4	POS-GUA-1004	TRANSMISOR DE POSICIÓN	POSICIÓN INYECTOR 4	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			
5	FIT-GUA-1001	TRANSMISOR DE FLUJO	CAUDAL EN LA TUBERÍA DE PRESIÓN	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			m3/s
6	PT-GUA-1001	TRANSMISOR DE PRESIÓN	PRESIÓN EN LA TUBERÍA	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			PSI
7	PT-GUA-1002	TRANSMISOR DE PRESIÓN	PRESIÓN EN EL DISTRIBUIDOR	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			PSI
8	VBR-GUA-1001	TRANSMISOR DE VIBRACIÓN	VIBRACIÓN AXIAL	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			mm
9	VBR-GUA-1002	TRANSMISOR DE VIBRACIÓN	VIBRACIÓN RADIAL	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			mm
10	VBR-GUA-1003	TRANSMISOR DE VIBRACIÓN	VIBRACIÓN RADIAL	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			mm
11	TT-GUA-1001	TRANSMISOR DE TEMPERATURA	TEMPERATURA COJINETE RADIAL	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			°C
12	TT-GUA-1002	TRANSMISOR DE TEMPERATURA	TEMPERATURA COJINETE AXIAL	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			°C
13	TT-GUA-1003	TRANSMISOR DE TEMPERATURA	TEMPERATURA COJINETE AXIAL	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			°C
14	VL-GUA-1001	TRANSMISOR DE VELOCIDAD	VELOCIDAD DE GENERADOR	UNIDAD DE GENERACIÓN	4 - 20 mA			
15	FIT-GUA-1002	TRANSMISOR DE FLUJO	CAUDAL DE INGRESO AL TANQUE DE CARGA	TANQUE DE CARGA	4 - 20 mA			m3/s
16	PT-GUA-1003	TRANSMISOR DE PRESIÓN	PRESIÓN EN EL TANQUE DE CARGA	TANQUE DE CARGA	4 - 20 mA			PSI

### ANEXO 3.1 EQUIPOS DE MEDICIÓN ANALÓGICOS



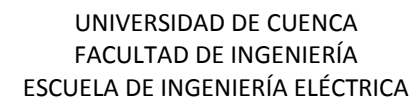
UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.

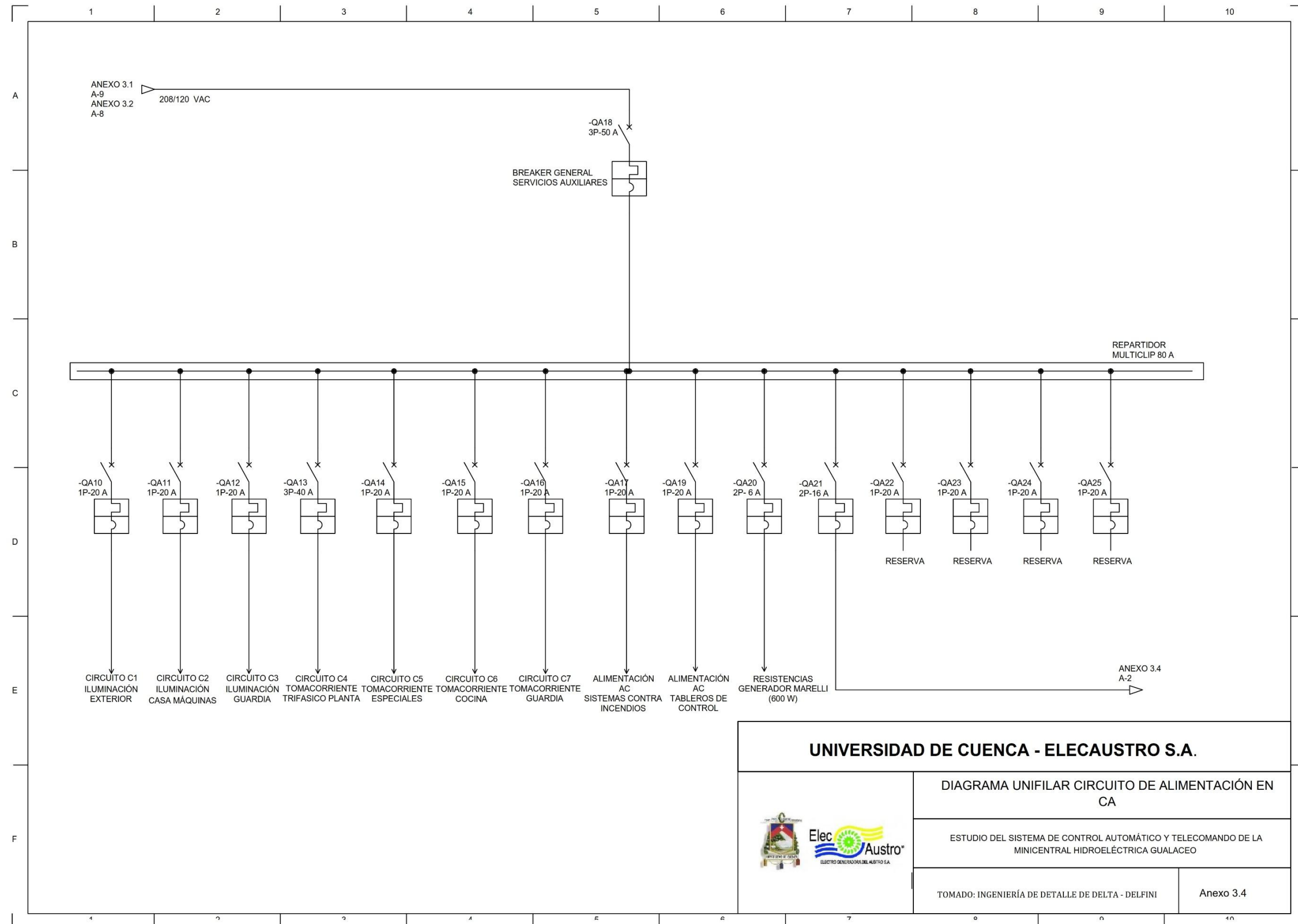
DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DE LA MINICENTRAL GUALACEO (HOJA 1/2)

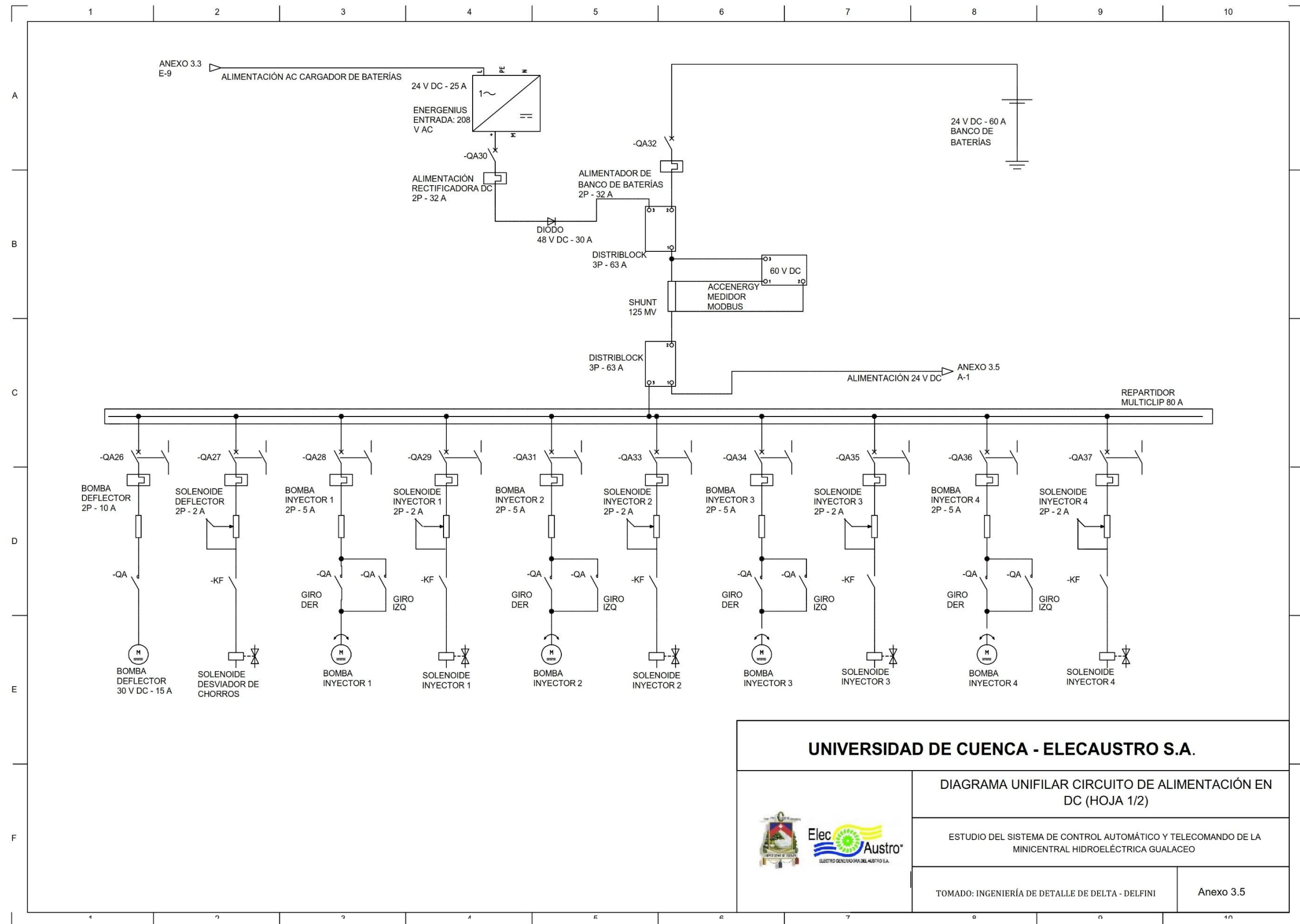
ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

TOMADO: INGENIERÍA DE DETALLE DE DELTA - DELFINI

Anexo 3.2







UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.

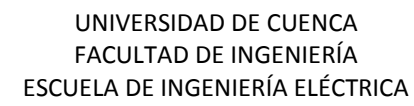
DIAGRAMA UNIFILAR CIRCUITO DE ALIMENTACIÓN EN DC (HOJA 1/2)

ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

TOMADO: INGENIERÍA DE DETALLE DE DELTA - DELFINI

Anexo 3.5







UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# ANEXOS

## CAPITULO

### 4





UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

NAME	DESCRIPTION	CONTROLLER
ExpHMI	HMI	mdbe
ExpIsa	Isagraf	isg
ExpSCA	SCADA	ile
REG	relé generador	dnpm
REL	relé línea	dnpm
CARBAT	cargador de batería	mdbm
SCI	Sistema contra incendios	mdbm
AdqProfibus	Adquisición del profibus	laq_ex

ANEXO 4.1 BINS DECLARADOS EN CATCONFIG



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

		SOURCE 1			DESTINATION 1		DESTINATION 2		DESTINATION 3	
NAME	DESCRIPTION	BIN NAME1	COORDINATES1	V	BIN NAME1	COORDINATES1	BIN NAME2	COORDINATES2	BIN NAME3	COORDINATES3
GUA1X01_01	PARADA DE EMERGENCIA	AdqProfibus	2000020000		ExpIsa	GUA1X01_01:B	ExpSCA	1000:MSP	ExpHMI	20001
GUA1X01_02	WATCH DOG PLC	AdqProfibus	2000020001		ExpIsa	GUA1X01_02:B	ExpSCA	1001:MSP	ExpHMI	20002
GUA1X01_03	MODO LOCAL	AdqProfibus	2000020002		ExpIsa	GUA1X01_03:B	ExpSCA	1002:MSP	ExpHMI	20003
GUA1X01_04	MODO REMOTO	AdqProfibus	2000020003		ExpIsa	GUA1X01_04:B	ExpSCA	1003:MSP	ExpHMI	20004
GUA1X01_05	RESET	AdqProfibus	2000020004		ExpIsa	GUA1X01_05:B	ExpSCA	1004:MSP	ExpHMI	20005
GUA1X01_06	FALLA COMUNICACIONES	AdqProfibus	2000020005		ExpIsa	GUA1X01_06:B	ExpSCA	1005:MSP	ExpHMI	20006
GUA1X01_07	BREAKER DISPARO COMUNICACIONES	AdqProfibus	2000020006		ExpIsa	GUA1X01_07:B	ExpSCA	1006:MSP	ExpHMI	20007
GUA1X01_08	BREAKER TURBINA ON	AdqProfibus	2000020007		ExpIsa	GUA1X01_08:B	ExpSCA	1007:MSP	ExpHMI	20008
GUA1X01_09	BREAKER TURBINA OFF	AdqProfibus	2000020008		ExpIsa	GUA1X01_09:B	ExpSCA	1008:MSP	ExpHMI	20009
GUA1X01_10	ALARMA AVR	AdqProfibus	2000020009		ExpIsa	GUA1X01_10:B	ExpSCA	1009:MSP	ExpHMI	20010
GUA1X01_11	DISPARO AVR	AdqProfibus	2000020010		ExpIsa	GUA1X01_11:B	ExpSCA	1010:MSP	ExpHMI	20011
GUA1X01_12	RELE GENERADOR	AdqProfibus	2000020011		ExpIsa	GUA1X01_12:B	ExpSCA	1011:MSP	ExpHMI	20012
GUA1X01_13	BREAKER BOMBA DEFLECTOR	AdqProfibus	2000020012		ExpIsa	GUA1X01_13:B	ExpSCA	1012:MSP	ExpHMI	20013
GUA1X01_14	BREKER SOLENOIDE DEFLECTOR	AdqProfibus	2000020013		ExpIsa	GUA1X01_14:B	ExpSCA	1013:MSP	ExpHMI	20014
GUA1X01_15	BREAKER BOMBA INYECTOR 1	AdqProfibus	2000020014		ExpIsa	GUA1X01_15:B	ExpSCA	1014:MSP	ExpHMI	20015
GUA1X01_16	BREAKER SOLENOIDE INYECTOR 1	AdqProfibus	2000020015		ExpIsa	GUA1X01_16:B	ExpSCA	1015:MSP	ExpHMI	20016
GUA1X01_17	BREAKER BOMBA INYECTOR 2	AdqProfibus	2000020016		ExpIsa	GUA1X01_17:B	ExpSCA	1016:MSP	ExpHMI	20017
GUA1X01_18	BREAKER SOLENOIDE INYECTOR 2	AdqProfibus	2000020017		ExpIsa	GUA1X01_18:B	ExpSCA	1017:MSP	ExpHMI	20018
GUA1X01_19	BREAKER BOMBA INYECTOR 3	AdqProfibus	2000020018		ExpIsa	GUA1X01_19:B	ExpSCA	1018:MSP	ExpHMI	20019
GUA1X01_20	BREAKER SOLENOIDE INYECTOR 3	AdqProfibus	2000020019		ExpIsa	GUA1X01_20:B	ExpSCA	1019:MSP	ExpHMI	20020
GUA1X01_21	BREAKER BOMBA INYECTOR 4	AdqProfibus	2000020020		ExpIsa	GUA1X01_21:B	ExpSCA	1020:MSP	ExpHMI	20021
GUA1X01_22	BREAKERSOLENOIDE INYECTOR 4	AdqProfibus	2000020021		ExpIsa	GUA1X01_22:B	ExpSCA	1021:MSP	ExpHMI	20022
GUA1X01_23	BREAKER VALVULA BY-PASS	AdqProfibus	2000020022		ExpIsa	GUA1X01_23:B	ExpSCA	1022:MSP	ExpHMI	20023
GUA1X01_24	BREAKER BOMBA MARIPOSA	AdqProfibus	2000020023		ExpIsa	GUA1X01_24:B	ExpSCA	1023:MSP	ExpHMI	20024
GUA1X01_25	BREAKER SOLENOIDE MARIPOSA	AdqProfibus	2000020024		ExpIsa	GUA1X01_25:B	ExpSCA	1024:MSP	ExpHMI	20025

ANEXO 4.2 SEÑALES DIGITALES INGRESADA EN CATCONFIG (HOJA 1/5)



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GUA1X01_26	BREAKER TABLERO PLC UNIDAD	AdqProfibus	2000020025	ExpIsa	GUA1X01_26:B	ExpSCA	1025:MSP	ExpHMI	20026
GUA1X01_27	BREAKER TABLERO DE LA UNIDAD	AdqProfibus	2000020026	ExpIsa	GUA1X01_27:B	ExpSCA	1026:MSP	ExpHMI	20027
GUA1X01_28	BREAKER DE CELDA DE MEDICIÓN	AdqProfibus	2000020027	ExpIsa	GUA1X01_28:B	ExpSCA	1027:MSP	ExpHMI	20028
GUA1X01_29	BY-PASS ABIERTO	AdqProfibus	2000020028	ExpIsa	GUA1X01_29:B	ExpSCA	1028:MSP	ExpHMI	20029
GUA1X01_30	BY-PASS CERRADO	AdqProfibus	2000020029	ExpIsa	GUA1X01_30:B	ExpSCA	1029:MSP	ExpHMI	20030
GUA1X01_31	VALVULA MARIPOSA ABIERTA	AdqProfibus	2000020030	ExpIsa	GUA1X01_31:B	ExpSCA	1030:MSP	ExpHMI	20031
GUA1X01_32	VALVULA MARIPOSA	AdqProfibus	2000020031	ExpIsa	GUA1X01_32:B	ExpSCA	1031:MSP	ExpHMI	20032
GUA1X02_01	BAJO NIVEL ACEITE HPU MARIPOSA	AdqProfibus	2000020032	ExpIsa	GUA1X02_01:B	ExpSCA	1032:MSP	ExpHMI	20033
GUA1X02_02	DEFLECTOR ABIERTO	AdqProfibus	2000020033	ExpIsa	GUA1X02_02:B	ExpSCA	1033:MSP	ExpHMI	20034
GUA1X02_03	DEFLECTOR CERRADO	AdqProfibus	2000020034	ExpIsa	GUA1X02_03:B	ExpSCA	1034:MSP	ExpHMI	20035
GUA1X02_04	BAJO NIVEL ACEITE HPU DEFLECTOR	AdqProfibus	2000020035	ExpIsa	GUA1X02_04:B	ExpSCA	1035:MSP	ExpHMI	20036
GUA1X02_05	FALLO EN TANQUE DE RESISTENCIAS	AdqProfibus	2000020036	ExpIsa	GUA1X02_05:B	ExpSCA	1036:MSP	ExpHMI	20037
GUA1X02_06	FLUJO EN TANQUE DE RESISTENCIAS	AdqProfibus	2000020037	ExpIsa	GUA1X02_06:B	ExpSCA	1037:MSP	ExpHMI	20038
GUA1X02_07	VALVULA DE ENFRIAMIENTO ABIERTA	AdqProfibus	2000020038	ExpIsa	GUA1X02_07:B	ExpSCA	1038:MSP	ExpHMI	20039
GUA1X02_08	VALVULA DE ENFRIAMIENTO CERRADA	AdqProfibus	2000020039	ExpIsa	GUA1X02_08:B	ExpSCA	1039:MSP	ExpHMI	20040
GUA1X02_09	NIVEL BAJO ACEITE HPU INYECTOR 1	AdqProfibus	2000020040	ExpIsa	GUA1X02_09:B	ExpSCA	1040:MSP	ExpHMI	20041
GUA1X02_10	NIVEL BAJO ACEITE HPU INYECTOR 2	AdqProfibus	2000020041	ExpIsa	GUA1X02_10:B	ExpSCA	1041:MSP	ExpHMI	20042
GUA1X02_11	NIVEL BAJO ACEITE HPU INYECTOR 3	AdqProfibus	2000020042	ExpIsa	GUA1X02_11:B	ExpSCA	1042:MSP	ExpHMI	20043
GUA1X02_12	NIVEL BAJO ACEITE HPU INYECTOR 4	AdqProfibus	2000020043	ExpIsa	GUA1X02_12:B	ExpSCA	1043:MSP	ExpHMI	20044
GUA1X02_13	BUS DC OK	AdqProfibus	2000020044	ExpIsa	GUA1X02_13:B	ExpSCA	1044:MSP	ExpHMI	20045
GUA1X02_14	BREAKER 480	AdqProfibus	2000020045	ExpIsa	GUA1X02_14:B	ExpSCA	1045:MSP	ExpHMI	20046
GUA1X02_15	BREAKER 208	AdqProfibus	2000020046	ExpIsa	GUA1X02_15:B	ExpSCA	1046:MSP	ExpHMI	20047
GUA1X02_16	TENSIÓN 208 OK	AdqProfibus	2000020047	ExpIsa	GUA1X02_16:B	ExpSCA	1047:MSP	ExpHMI	20048
GUA1X02_17	ALIMENTACIÓN SISTEMA CONTRA INCENDIO	AdqProfibus	2000020048	ExpIsa	GUA1X02_17:B	ExpSCA	1048:MSP	ExpHMI	20049
GUA1X02_18	ALIMENTACIÓN AC TABLEROS DE MÁQUINA	AdqProfibus	2000020049	ExpIsa	GUA1X02_18:B	ExpSCA	1049:MSP	ExpHMI	20050
GUA1X02_19	MEDIDOR DE PARÁMETROS	AdqProfibus	2000020050	ExpIsa	GUA1X02_19:B	ExpSCA	1050:MSP	ExpHMI	20051
GUA1X02_20	ALIMENTACIÓN CONTROL DE CELDA MT	AdqProfibus	2000020051	ExpIsa	GUA1X02_20:B	ExpSCA	1051:MSP	ExpHMI	20052
GUA1X02_21	ALIMENTACIÓN AC CARGADOR DE BATERÍAS	AdqProfibus	2000020052	ExpIsa	GUA1X02_21:B	ExpSCA	1052:MSP	ExpHMI	20053
GUA1X02_22	ALIMENTACIÓN DC CARGADOR DE BATERÍAS	AdqProfibus	2000020053	ExpIsa	GUA1X02_22:B	ExpSCA	1053:MSP	ExpHMI	20054
GUA1X02_23	ALIMENTACION DC BATERIAS	AdqProfibus	2000020054	ExpIsa	GUA1X02_23:B	ExpSCA	1054:MSP	ExpHMI	20055

ANEXO 4.2 SEÑALES DIGITALES INGRESADA EN CATCONFIG (HOJA 2/5)



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GUARGX01_01	DIFERENCIAL GENERADOR 87G	REG	0:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_01:B	ExpSCA	1084:MSP	ExpHMI	20085
GUARGX01_02	PERDIDA DE CAMPO	REG	1:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_02:B	ExpSCA	1085:MSP	ExpHMI	20086
GUARGX01_03	PERDIDA DE CAMPO ZONA 1	REG	2:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_03:B	ExpSCA	1086:MSP	ExpHMI	20087
GUARGX01_04	PERDIDA DE CAMPO ZONO 2	REG	3:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_04:B	ExpSCA	1087:MSP	ExpHMI	20088
GUARGX01_05	PROTECCION TERMICA DE SECUENCIA FASE INVERSA 46T	REG	4:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_05:B	ExpSCA	1088:MSP	ExpHMI	20089
GUARGX01_06	PROTECCION DE SOBREINTENSIDAD DE FASE INVERSA 46OC	REG	5:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_06:B	ExpSCA	1089:MSP	ExpHMI	20090
GUARGX01_07	SOBRECARGA TERMICA 49	REG	6:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_07:B	ExpSCA	1090:MSP	ExpHMI	20091
GUARGX01_08	SOBRECARGA TERMICA PRIMER NIVEL	REG	7:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_08:B	ExpSCA	1091:MSP	ExpHMI	20092
GUARGX01_09	SOBRECARGA TERMICA SEGUNDO NIVEL	REG	8:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_09:B	ExpSCA	1092:MSP	ExpHMI	20093
GUARGX01_10	SOBRECARGA ENCLAVAMIENTO	REG	9:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_10:B	ExpSCA	1093:MSP	ExpHMI	20094
GUARGX01_11	PROTECCION DE FALLA A TIERRA DEL ROTOR 49R	REG	10:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_11:B	ExpSCA	1094:MSP	ExpHMI	20095
GUARGX01_12	PROTECCION MINIMA DE TENSION 27	REG	11:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_12:B	ExpSCA	1095:MSP	ExpHMI	20096
GUARGX01_13	27 FASE R	REG	12:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_13:B	ExpSCA	1096:MSP	ExpHMI	20097
GUARGX01_14	27 FASE S	REG	13:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_14:B	ExpSCA	1097:MSP	ExpHMI	20098
GUARGX01_15	27 FASE T	REG	14:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_15:B	ExpSCA	1098:MSP	ExpHMI	20099
GUARGX01_16	SOBRE TENSION TEMPORISADO 59	REG	15:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_16:B	ExpSCA	1099:MSP	ExpHMI	20100
GUARGX01_17	SOBRE TENSION TEMPORISADO FASE R 59	REG	16:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_17:B	ExpSCA	1100:MSP	ExpHMI	20101
GUARGX01_18	SOBRE TENSION TEMPORISADO FASE S 59	REG	17:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_18:B	ExpSCA	1101:MSP	ExpHMI	20102
GUARGX01_19	SOBRE TENSION TEMPORISADO FASE T 59	REG	18:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_19:B	ExpSCA	1102:MSP	ExpHMI	20103
GUARGX01_20	SOBRE TENSION INSTANTANEA 59	REG	19:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_20:B	ExpSCA	1103:MSP	ExpHMI	20104
GUARGX01_21	SOBRE TENSION INSTANTANEA FASE R 59	REG	20:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_21:B	ExpSCA	1104:MSP	ExpHMI	20105
GUARGX01_22	SOBRE TENSION INSTANTANEA FASE S 59	REG	21:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_22:B	ExpSCA	1105:MSP	ExpHMI	20106
GUARGX01_23	SOBRE TENSION INSTANTANEA FASE T 59	REG	22:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_23:B	ExpSCA	1106:MSP	ExpHMI	20107
GUARGX01_24	PROTECCION BAJA FRECUENCIA 81U	REG	23:OB01	ExpIlsa	GUARGC01_24:B	ExpSCA	1107:MSP	ExpHMI	20108
GUARGX01_25	PROTECCION SOBRE FRECUENCIA 81O	REG	24:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_25:B	ExpSCA	1108:MSP	ExpHMI	20109
GUARGX01_26	FALLO INTERRUPTOR 50BF	REG	25:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_26:B	ExpSCA	1109:MSP	ExpHMI	20110
GUARGX01_27	FALLO INTERRUPTOR FASE R 50BF	REG	26:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_27:B	ExpSCA	1110:MSP	ExpHMI	20111
GUARGX01_28	FALLO INTERRUPTOR FASE S 50BF	REG	27:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_28:B	ExpSCA	1111:MSP	ExpHMI	20112
GUARGX01_29	FALLO INTERRUPTOR FASE T 50BF	REG	28:OB01	ExpIlsa	GUARGX01_29:B	ExpSCA	1112:MSP	ExpHMI	20113

ANEXO 4.2 SEÑALES DIGITALES INGRESADA EN CATCONFIG (HOJA 3/5)



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GUARGX01_30	FALLA A TIERRA 59N	REG	29:OB01	ExpIsa	GUARGX01_30:B	ExpSCA	1113:MSP	ExpHMI	20114
GUARGX01_31	SOBRE CORRIENTE 51	REG	30:OB01	ExpIsa	GUARGX01_31:B	ExpSCA	1114:MSP	ExpHMI	20115
GUARGX01_32	SOBRE CORRIENTE FASE R 51	REG	31:OB01	ExpIsa	GUARGX01_32:B	ExpSCA	1115:MSP	ExpHMI	20116
GUARGX01_33	SOBRE CORRIENTE FASE S 51	REG	32:OB01	ExpIsa	GUARGX01_33:B	ExpSCA	1116:MSP	ExpHMI	20117
GUARGX01_34	SOBRE CORRIENTE FASE T 51	REG	33:OB01	ExpIsa	GUARGX01_34:B	ExpSCA	1117:MSP	ExpHMI	20118
GUARLX01_01	PROTECCION MINIMA DE TENSION 27	REL	01:OB12	ExpIsa	GUARLX01_01:B	ExpSCA	1118:MSP	ExpHMI	20119
GUARLX01_02	PROTECCION MINIMA DE TENSION FASE R 27	REL	02:OB12	ExpIsa	GUARLX01_02:B	ExpSCA	1119:MSP	ExpHMI	20120
GUARLX01_03	PROTECCION MINIMA DE TENSION FASE S 27	REL	03:OB12	ExpIsa	GUARLX01_03:B	ExpSCA	1120:MSP	ExpHMI	20121
GUARLX01_04	PROTECCION MINIMA DE TENSION FASE T 27	REL	04:OB12	ExpIsa	GUARLX01_04:B	ExpSCA	1121:MSP	ExpHMI	20122
GUARLX01_05	SOBRE TENSION INSTANTANEA 59	REL	05:OB12	ExpIsa	GUARLX01_05:B	ExpSCA	1122:MSP	ExpHMI	20123
GUARLX01_06	SOBRE TENSION TEMPORISADO FASE R 59	REL	06:OB12	ExpIsa	GUARLX01_06:B	ExpSCA	1123:MSP	ExpHMI	20124
GUARLX01_07	SOBRE TENSION TEMPORISADO FASE S 59	REL	07:OB12	ExpIsa	GUARLX01_07:B	ExpSCA	1124:MSP	ExpHMI	20125
GUARLX01_08	SOBRE TENSION TEMPORISADO FASE T 59	REL	08:OB12	ExpIsa	GUARLX01_08:B	ExpSCA	1125:MSP	ExpHMI	20126
GUARLX01_09	SOBRE TENSION INSTANTANEA FASE R 59	REL	09:OB12	ExpIsa	GUARLX01_09:B	ExpSCA	1126:MSP	ExpHMI	20127
GUARLX01_10	SOBRE TENSION INSTANTANEA FASE S 59	REL	10:OB12	ExpIsa	GUARLX01_10:B	ExpSCA	1127:MSP	ExpHMI	21128
GUARLX01_11	SOBRE TENSION INSTANTANEA FASE T 59	REL	11:OB12	ExpIsa	GUARLX01_11:B	ExpSCA	1128:MSP	ExpHMI	21129
GUARLX01_12	PROTECCION BAJA FRECUENCIA 81U	REL	12:OB12	ExpIsa	GUARLX01_12:B	ExpSCA	1129:MSP	ExpHMI	21130
GUARLX01_13	PROTECCION SOBRE FRECUENCIA 81O	REL	13:OB12	ExpIsa	GUARLX01_13:B	ExpSCA	1130:MSP	ExpHMI	21131
GUARLX01_14	CONDUCTOR ROTO BW	REL	14:OB12	ExpIsa	GUARLX01_14:B	ExpSCA	1131:MSP	ExpHMI	21132
GUARLX01_15	FALLO INTERRUPTOR 50BF	REL	15:OB12	ExpIsa	GUARLX01_15:B	ExpSCA	1132:MSP	ExpHMI	21133
GUARLX01_16	FALLO INTERRUPTOR FASE R 50BF	REL	16:OB12	ExpIsa	GUARLX01_16:B	ExpSCA	1133:MSP	ExpHMI	21134
GUARLX01_17	FALLO INTERRUPTOR FASE S 50BF	REL	17:OB12	ExpIsa	GUARLX01_17:B	ExpSCA	1134:MSP	ExpHMI	21135
GUARLX01_18	FALLO INTERRUPTOR FASE T 50BF	REL	18:OB12	ExpIsa	GUARLX01_18:B	ExpSCA	1135:MSP	ExpHMI	21136
GUARLX01_19	MINIMA INTESIDAD 37	REL	19:OB12	ExpIsa	GUARLX01_19:B	ExpSCA	1136:MSP	ExpHMI	21137
GUARLX01_20	SOBRECARGA TERMICA 49	REL	20:OB12	ExpIsa	GUARLX01_20:B	ExpSCA	1137:MSP	ExpHMI	21138
GUARLX01_21	SOBRE INTESISDAD INSTANTANEA DE FASE 50	REL	21:OB12	ExpIsa	GUARLX01_21:B	ExpSCA	1138:MSP	ExpHMI	21139
GUARLX01_22	TEMPORISADA DE FASE 51	REL	22:OB12	ExpIsa	GUARLX01_22:B	ExpSCA	1139:MSP	ExpHMI	21140
GUARLX01_23	TEMPORISADA DE FASE 51 V	REL	23:OB12	ExpIsa	GUARLX01_23:B	ExpSCA	1140:MSP	ExpHMI	21141
GUARLX01_24	PROTECCION 50N	REL	24:OB12	ExpIsa	GUARLX01_24:B	ExpSCA	1141:MSP	ExpHMI	21142

ANEXO 4.2 SEÑALES DIGITALES INGRESADA EN CATCONFIG (HOJA 4/5)



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GUARLX01_25	PROTECCION 51N	REL	25:OB12	ExpIsa	GUARLX01_25:B	ExpSCA	1142:MSP	ExpHMI	21143
GUARLX01_26	PROTECCION 51V	REL	26:OB12	ExpIsa	GUARLX01_26:B	ExpSCA	1143:MSP	ExpHMI	21144
GUARLX01_27	PROTECCION 67	REL	27:OB12	ExpIsa	GUARLX01_27:B	ExpSCA	1144:MSP	ExpHMI	21145
GUARLX01_28	PROTECCION 67N	REL	27:OB12	ExpIsa	GUARLX01_28:B	ExpSCA	1145:MSP	ExpHMI	21146
GUACBX01_01	FALLA TOTAL	CARBAT	40000	ExpIsa	GUACBX01_01:B	ExpSCA	1146:MSP	ExpHMI	21147
GUACBX01_02	FALLA CARGADOR DE BATERIA	CARBAT	40001	ExpIsa	GUACBX01_02:B	ExpSCA	1147:MSP	ExpHMI	21148
GUACBX01_03	FALLA TENSION AC	CARBAT	40002	ExpIsa	GUACBX01_03:B	ExpSCA	1148:MSP	ExpHMI	21149
GUACBX01_04	FALLA TENSION DC	CARBAT	40003	ExpIsa	GUACBX01_04:B	ExpSCA	1149:MSP	ExpHMI	21150
GUACBX01_05	FALLA DE TIERRA	CARBAT	40004	ExpIsa	GUACBX01_05:B	ExpSCA	1150:MSP	ExpHMI	21151
GUACBX01_06	FALLA DE BATERIAS	CARBAT	40005	ExpIsa	GUACBX01_06:B	ExpSCA	1151:MSP	ExpHMI	21152
GUACBX01_07	FALLA BAJO NIVEL DE TENSION DC	CARBAT	40006	ExpIsa	GUACBX01_07:B	ExpSCA	1152:MSP	ExpHMI	21153
GUACBX01_08	FALLA LIMITE DESCARGA	CARBAT	40007	ExpIsa	GUACBX01_08:B	ExpSCA	1153:MSP	ExpHMI	21154
GUACBX01_09	LIMITE DE CORRIENTE	CARBAT	40008	ExpIsa	GUACBX01_09:B	ExpSCA	1154:MSP	ExpHMI	21155
GUACBX01_10	LIMITE TERMICO	CARBAT	40009	ExpIsa	GUACBX01_10:B	ExpSCA	1155:MSP	ExpHMI	21156
GUACBX01_11	DC BREAKER OPEN	CARBAT	40010	ExpIsa	GUACBX01_11:B	ExpSCA	1156:MSP	ExpHMI	21157
GUACBX01_12	BATERIAS DESCARGADAS	CARBAT	40011	ExpIsa	GUACBX01_12:B	ExpSCA	1157:MSP	ExpHMI	21158
GUACBX01_13	PARO SOBRE TENSION	CARBAT	40012	ExpIsa	GUACBX01_12:B	ExpSCA	1158:MSP	ExpHMI	21159

ANEXO 4.2 SEÑALES DIGITALES INGRESADA EN CATCONFIG (HOJA 5/5)



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

		SOURCE 1		DESTINATION 1	
NAME	DESCRIPTION	BIN NAME1	COORDINATES1	BIN NAME1	COORDINATES1
GUA1Y01_01	BOMBA DEFLECTOR	ExpIsa	GUA1Y01_01:B	AdqProfibus	2000020070
GUA1Y01_02	SOLENOIDE DEFLECTOR	ExpIsa	GUA1Y01_02:B	AdqProfibus	2000020071
GUA1Y01_03	ABRIR INYECTOR 1	ExpIsa	GUA1Y01_03:B	AdqProfibus	2000020072
GUA1Y01_04	CERRAR INYECTOR 1	ExpIsa	GUA1Y01_04:B	AdqProfibus	2000020073
GUA1Y01_05	SOLENOIDE INYECTOR 1	ExpIsa	GUA1Y01_05:B	AdqProfibus	2000020074
GUA1Y01_06	ABRIR INYECTOR 2	ExpIsa	GUA1Y01_06:B	AdqProfibus	2000020075
GUA1Y01_07	CERRAR INYECTOR 2	ExpIsa	GUA1Y01_07:B	AdqProfibus	2000020076
GUA1Y01_08	SOLENOIDE INYECTOR 2	ExpIsa	GUA1Y01_08:B	AdqProfibus	2000020077
GUA1Y01_09	ABRIR INYECTOR 3	ExpIsa	GUA1Y01_09:B	AdqProfibus	2000020078
GUA1Y01_10	CERRAR INYECTOR 3	ExpIsa	GUA1Y01_10:B	AdqProfibus	2000020079
GUA1Y01_11	SOLENOIDE INYECTOR 3	ExpIsa	GUA1Y01_11:B	AdqProfibus	2000020080
GUA1Y01_12	ABRIR INYECTOR 4	ExpIsa	GUA1Y01_12:B	AdqProfibus	2000020081
GUA1Y01_13	CERRAR INYECTOR 4	ExpIsa	GUA1Y01_13:B	AdqProfibus	2000020082
GUA1Y01_14	SOLENOIDE INYECTOR 4	ExpIsa	GUA1Y01_14:B	AdqProfibus	2000020083
GUA1Y01_15	ABRIR BY-PASS	ExpIsa	GUA1Y01_15:B	AdqProfibus	2000020084
GUA1Y01_16	CERRAR BY-PASS	ExpIsa	GUA1Y01_16:B	AdqProfibus	2000020085
GUA1Y01_17	SOLENOIDE MARIPOSA	ExpIsa	GUA1Y01_17:B	AdqProfibus	2000020086
GUA1Y01_18	ABRIR VALVULA MARIPOSA	ExpIsa	GUA1Y01_18:B	AdqProfibus	2000020087
GUA1Y01_19	AVR DESEXITACION	ExpIsa	GUA1Y01_19:B	AdqProfibus	2000020088
GUA1Y01_20	AVR START	ExpIsa	GUA1Y01_20:B	AdqProfibus	2000020089
GUA1Y01_21	SUBIR TENSION AVR	ExpIsa	GUA1Y01_21:B	AdqProfibus	2000020090
GUA1Y01_22	BAJAR TENSION AVR	ExpIsa	GUA1Y01_22:B	AdqProfibus	2000020091
GUA1Y01_23	IGUALAR TENSION AVR	ExpIsa	GUA1Y01_23:B	AdqProfibus	2000020092
GUA1Y01_24	MODULO PF AVR	ExpIsa	GUA1Y01_24:B	AdqProfibus	2000020093
GUA1Y01_25	PERMISIVO PLC	ExpIsa	GUA1Y01_25:B	AdqProfibus	2000020094
GUA1Y01_26	RESISTENCIA CALENTAMIENTO	ExpIsa	GUA1Y01_26:B	AdqProfibus	2000020095
GUA1Y01_27	LUZ FALLA	ExpIsa	GUA1Y01_27:B	AdqProfibus	2000020096
GUA1Y01_28	ABRIR CELDA MT	ExpIsa	GUA1Y01_28:B	AdqProfibus	2000020097

ANEXO 4.3 SEÑALES SALIDAS DIGITALES INGRESADA EN CATCONFIG (HOJA 1/3)





UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GUA1Y01_29	CERRAR CELDA MT	ExpIsa	GUA1Y01_29:B	AdqProfibus	2000020098
GUA1Y01_30	DETENER AVR	ExpIsa	GUA1Y01_30:B	AdqProfibus	2000020099
GUA1Y01_31	ABRIR PLC	ExpIsa	GUA1Y01_31:B	AdqProfibus	2000020100
GUA2Y01_01	ABRIR COMPUERTA	ExpSCA	15021:CSC	ExpIsa	GUA2Y01_01:B
GUA2Y01_02	CERRAR COMPUERTA	ExpSCA	15022:CSC	ExpIsa	GUA2Y01_02:B
GUA2Y01_03	LUZ DE COMPUERTA ABIERTA	ExpSCA	15023:CSC	ExpIsa	GUA2Y01_03:B
GUA2Y01_04	LUZ DE COMPUERTA CERRADA	ExpSCA	15024:CSC	ExpIsa	GUA2Y01_04:B
GUA2Y01_05	LUZ DE FALLA	ExpSCA	15025:CSC	ExpIsa	GUA2Y01_05:B
GUA1YSCA01_01	SCADA - ABRIR INYECTOR 1	ExpSCA	15000:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_01:B
GUA1YSCA01_02	SCADA - CERRAR INYECTOR 1	ExpSCA	15001:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_02:B
GUA1YSCA01_03	SCADA - ABRIR INYECTOR 2	ExpSCA	15002:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_03:B
GUA1YSCA01_04	SCADA - CERRAR INYECTOR 2	ExpSCA	15003:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_04:B
GUA1YSCA01_05	SCADA - ABRIR INYECTOR 3	ExpSCA	15004:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_05:B
GUA1YSCA01_06	SCADA - CERRAR INYECTOR 3	ExpSCA	15005:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_06:B
GUA1YSCA01_07	SCADA - ABRIR INYECTOR 4	ExpSCA	15006:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_07:B
GUA1YSCA01_08	SCADA - CERRAR INYECTOR 4	ExpSCA	15007:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_08:B
GUA1YSCA01_09	SCADA - SUBIR TENSION AVR	ExpSCA	15008:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_09:B
GUA1YSCA01_10	SCADA - BAJAR TENSION AVR	ExpSCA	15009:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_10:B
GUA1YSCA01_11	SCADA - IGUALAR TENSION AVR	ExpSCA	15010:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_11:B
GUA1YSCA01_12	SCADA - MODO PF AVR	ExpSCA	15011:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_12:B
GUA1YSCA01_13	SCADA - ARRANQUE	ExpSCA	15012:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_13:B
GUA1YSCA01_14	SCADA - PARADA NORMAL	ExpSCA	15013:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_14:B
GUA1YSCA01_15	SCADA - PARADA EMERGENCIA	ExpSCA	15014:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_15:B
GUA1YSCA01_16	SCADA - ABRIR P142	ExpSCA	15015:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_16:B
GUA1YSCA01_17	SCADA - CERRAR P142	ExpSCA	15016:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_17:B
GUA1YSCA01_18	SCADA - ABRIR P345	ExpSCA	15017:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_18:B
GUA1YSCA01_19	SCADA -CERRAR P345	ExpSCA	15018:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_19:B
GUA1YSCA01_20	SCADA - ABRIR COMPUERTA DESFOGE	ExpSCA	15019:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_20:B
GUA1YSCA01_21	SCADA -CERRAR COMPUERTA DESFOGE	ExpSCA	15020:CSC	ExpIsa	GUA1YSCA01_21:B
GUA1YHMI01_01	HMI - ABRIR INYECTOR 1	ExpHMI	40100	ExpIsa	GUA1YHMI01_01:B

ANEXO 4.3 SEÑALES SALIDAS DIGITALES INGRESADA EN CATCONFIG (HOJA 2/3)





UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GUA1YHMI01_02	HMI - CERRAR INYECTOR 1	ExpHMI	40101	ExpIlsa	GUA1YHMI01_02:B
GUA1YHMI01_03	HMI - ABRIR INYECTOR 2	ExpHMI	40102	ExpIlsa	GUA1YHMI01_03:B
GUA1YHMI01_04	HMI - CERRAR INYECTOR 2	ExpHMI	40103	ExpIlsa	GUA1YHMI01_04:B
GUA1YHMI01_05	HMI - ABRIR INYECTOR 3	ExpHMI	40104	ExpIlsa	GUA1YHMI01_05:B
GUA1YHMI01_06	HMI - CERRAR INYECTOR 3	ExpHMI	40105	ExpIlsa	GUA1YHMI01_06:B
GUA1YHMI01_07	HMI - ABRIR INYECTOR 4	ExpHMI	40106	ExpIlsa	GUA1YHMI01_07:B
GUA1YHMI01_08	HMI - CERRAR INYECTOR 4	ExpHMI	40107	ExpIlsa	GUA1YHMI01_08:B
GUA1YHMI01_09	HMI - SUBIR TENSION AVR	ExpHMI	40108	ExpIlsa	GUA1YHMI01_09:B
GUA1YHMI01_10	HMI - BAJAR TENSION AVR	ExpHMI	40109	ExpIlsa	GUA1YHMI01_10:B
GUA1YHMI01_11	HMI - IGUALAR TENSION AVR	ExpHMI	40110	ExpIlsa	GUA1YHMI01_11:B
GUA1YHMI01_12	HMI - MODO PF AVR	ExpHMI	40111	ExpIlsa	GUA1YHMI01_12:B
GUA1YHMI01_13	HMI - ARRANQUE	ExpHMI	40112	ExpIlsa	GUA1YHMI01_13:B
GUA1YHMI01_14	HMI - PARADA NORMAL	ExpHMI	40113	ExpIlsa	GUA1YHMI01_14:B
GUA1YHMI01_15	HMI - PARADA EMERGENCIA	ExpHMI	40114	ExpIlsa	GUA1YHMI01_15:B
GUA1YHMI01_16	HMI - ABRIR P142	ExpHMI	40115	ExpIlsa	GUA1YHMI01_16:B
GUA1YHMI01_17	HMI - CERRAR P142	ExpHMI	40116	ExpIlsa	GUA1YHMI01_17:B
GUA1YHMI01_18	HMI - ABRIR P345	ExpHMI	40117	ExpIlsa	GUA1YHMI01_18:B
GUA1YHMI01_19	HMI - CERRAR P345	ExpHMI	40118	ExpIlsa	GUA1YHMI01_19:B
GUA1YHMI01_20	SCADA - ABRIR COMPUERTA DESFOGE	ExpHMI	40119	ExpIlsa	GUA1YHMI01_20:B
GUA1YHMI01_21	SCADA - CERRAR COMPUERTA DESFOGE	ExpHMI	40120	ExpIlsa	GUA1YHMI01_21:B
GUA1YHMI02_01	SCADA - ABRIR COMPUERTA DESFOGE	ExpHMITC	40121	ExpIlsa	GUA1YHMI02_01
GUA1YHMI02_02	SCADA - CERRAR COMPUERTA DESFOGE	ExpHMITC	40122	ExpIlsa	GUA1YHMI02_01

ANEXO 4.3 SEÑALES DIGITALES DE SALIDA INGRESADA EN CATCONFIG (HOJA 3/3)



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

		SOURCE 1		DESTINATION 1		DESTINATION 2		DESTINATION 3	
NAME	DESCRIPTION	BIN NAME1	COORDINATES1	BIN NAME1	COORDINATES1	BIN NAME2	COORDINATES2	BIN NAME3	COORDINATES3
GUA1Z01_01	POSICION INYECTOR 1	AdqProfibus	2000010001	ExpIsa	GUA1Z01_01:A	ExpSCA	13000:MMEA	ExpHMI	30001
GUA1Z01_02	POSICION INYECTOR 2	AdqProfibus	2000010002	ExpIsa	GUA1Z01_02:A	ExpSCA	13001:MMEA	ExpHMI	30002
GUA1Z01_03	POSICION INYECTOR 3	AdqProfibus	2000010003	ExpIsa	GUA1Z01_03:A	ExpSCA	13002:MMEA	ExpHMI	30003
GUA1Z01_04	POSICION INYECTOR 4	AdqProfibus	2000010004	ExpIsa	GUA1Z01_04:A	ExpSCA	13003:MMEA	ExpHMI	30004
GUA1Z01_05	CAUDAL TUBERIA	AdqProfibus	2000010005	ExpIsa	GUA1Z01_05:A	ExpSCA	13004:MMEA	ExpHMI	30005
GUA1Z01_06	PRESION TUBERIA	AdqProfibus	2000010006	ExpIsa	GUA1Z01_06:A	ExpSCA	13005:MMEA	ExpHMI	30006
GUA1Z01_07	PRESION DISTRIBUIDOR	AdqProfibus	2000010007	ExpIsa	GUA1Z01_07:A	ExpSCA	13006:MMEA	ExpHMI	30007
GUA1Z01_08	VIBRACION AXIAL GENERADOR	AdqProfibus	2000010008	ExpIsa	GUA1Z01_08:A	ExpSCA	13007:MMEA	ExpHMI	30008
GUA1Z01_09	VIBRACION RADIAL GENERADOR	AdqProfibus	2000010009	ExpIsa	GUA1Z01_09:A	ExpSCA	13008:MMEA	ExpHMI	30009
GUA1Z01_10	VIBRACION RADIAL TURBINA	AdqProfibus	2000010010	ExpIsa	GUA1Z01_09:A	ExpSCA	13009:MMEA	ExpHMI	30010
GUA1Z01_11	VELOCIDAD	AdqProfibus	2000010011	ExpIsa	GUA1Z01_10:A	ExpSCA	13010:MMEA	ExpHMI	30011
GUA2Z01_01	SENSOR DE FLUJO	ExpIsa	GUA2Z01_01:A	ExpSCA	13011:MMEA	ExpHMI	30012		
GUA2Z01_02	SENSOR DE PRESION	ExpIsa	GUA2Z01_02:A	ExpSCA	13012:MMEA	ExpHMI	30013		
GUACBZ01_01	TENSION DE SALIDA PROMEDIO	CARBAT	40013	ExpIsa	GUACBZ01_01:A	ExpSCA	13013:MMEA	ExpHMI	30014
GUACBZ01_02	CORRIENTE DE SALIDA PROMEDIO	CARBAT	40014	ExpIsa	GUACBZ01_02:A	ExpSCA	13014:MMEA	ExpHMI	30015
GUACBZ01_03	TENSION DE SALIDA PROMEDIO	CARBAT	40015	ExpIsa	GUACBZ01_03:A	ExpSCA	13015:MMEA	ExpHMI	30016
GUACBZ01_04	CORRIENTE DE SALIDA PROMEDIO	CARBAT	40016	ExpIsa	GUACBZ01_04:A	ExpSCA	13016:MMEA	ExpHMI	30017
GUACBZ01_05	TEMPERATURA SENSOR INTERNO	CARBAT	40017	ExpIsa	GUACBZ01_05:A	ExpSCA	13017:MMEA	ExpHMI	30018
GUARGZ01_01	TENSION GENERADOR FASE A	REG	0:OB30			ExpSCA	13018:MMEA	ExpHMI	30019
GUARGZ01_02	TENSION GENERADOR FASE B	REG	1:OB30			ExpSCA	13019:MMEA	ExpHMI	30020
GUARGZ01_03	TENSION GENERADOR FASE C	REG	2:OB30			ExpSCA	13020:MMEA	ExpHMI	30021
GUARGZ01_04	INTESIDAD GENERADOR FASE A	REG	3:OB30			ExpSCA	13021:MMEA	ExpHMI	30022
GUARGZ01_05	INTESIDAD GENERADOR FASE B	REG	4:OB30			ExpSCA	13022:MMEA	ExpHMI	30023
GUARGZ01_06	INTESIDAD GENERADOR FASE C	REG	5:OB30			ExpSCA	13023:MMEA	ExpHMI	30024
GUARGZ01_07	FRECUENCIA GENERADOR	REG	6:OB30			ExpSCA	13024:MMEA	ExpHMI	30025
GUARGZ01_08	POTENCIA ACTIVA	REG	7:OB30			ExpSCA	13025:MMEA	ExpHMI	30026
GUARGZ01_09	FACTOR DE POTENCIA	REG	8:OB30			ExpSCA	13026:MMEA	ExpHMI	30027

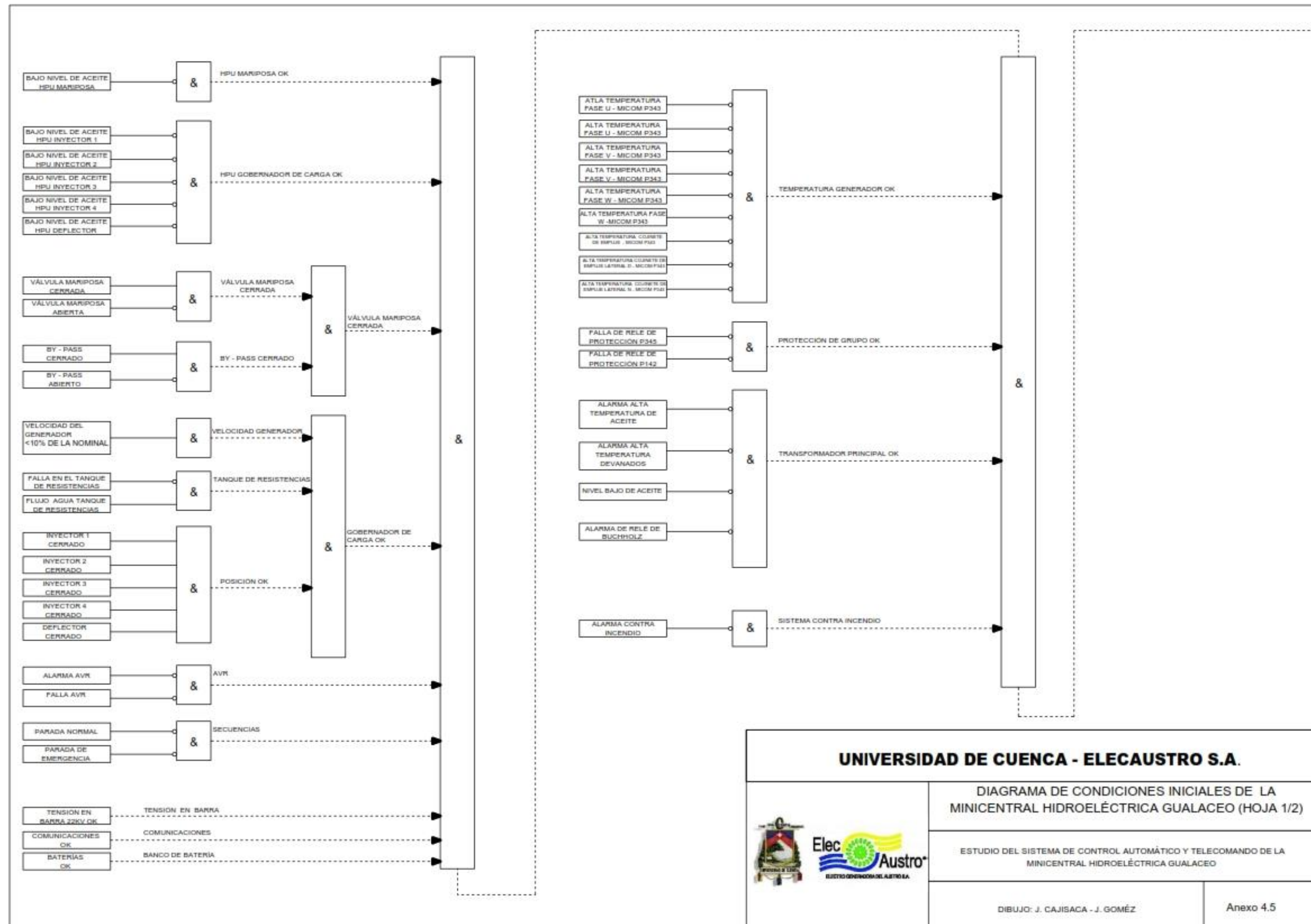
ANEXO 4.4 SEÑALES ANALÓGICAS INGRESADA EN CATCONFIG (HOJA 1/2)

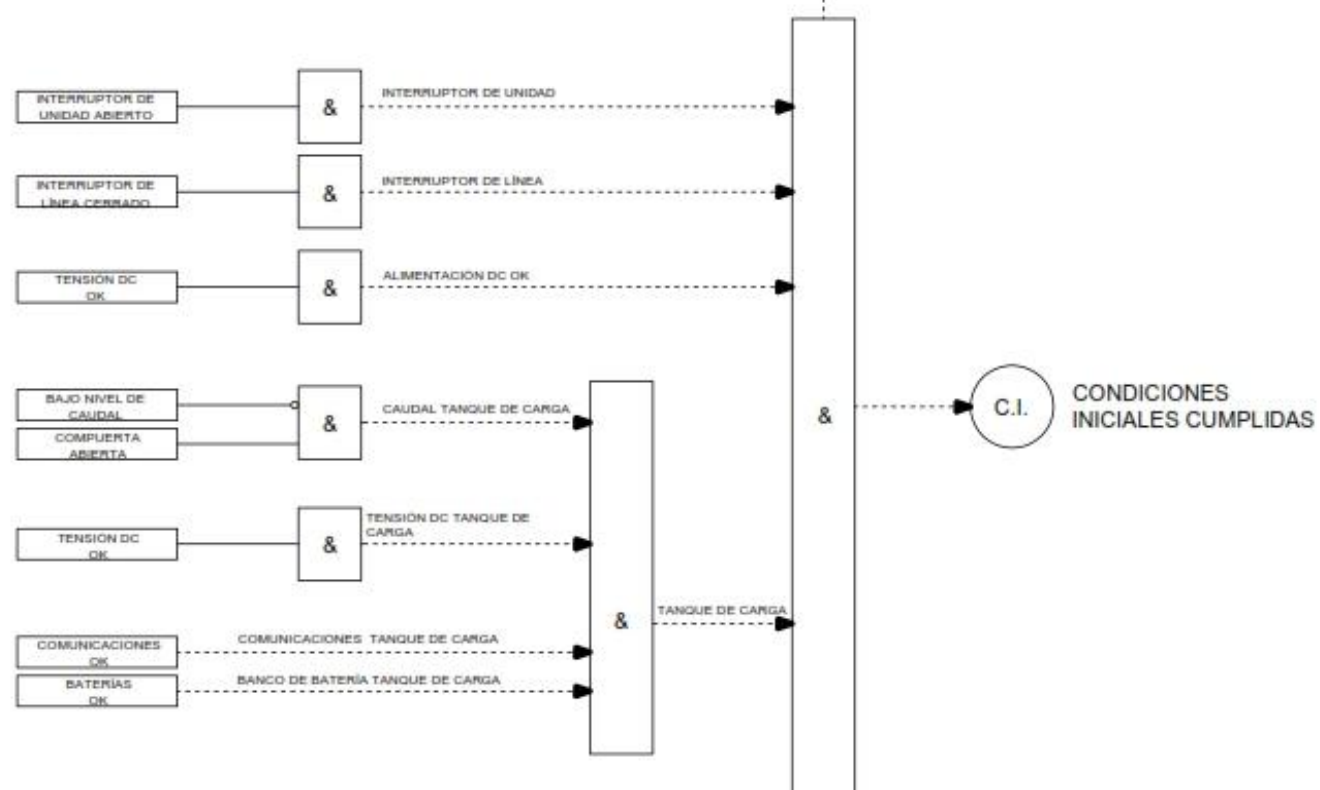


UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GUARGZ01_10	POTENCIA REACTIVA	REG	9:OB30			ExpSCA	13027:MMEA	ExpHMI	30028
GUARGZ01_11	POTENCIA APARENTE	REG	10:OB30			ExpSCA	13028:MMEA	ExpHMI	30029
GUARLZ01_01	TENSIÓN GENERADOR FASE A	REL	0:OB40			ExpSCA	13029:MMEA	ExpHMI	30030
GUARLZ01_02	TENSIÓN GENERADOR FASE B	REL	1:OB40			ExpSCA	13030:MMEA	ExpHMI	30031
GUARLZ01_03	TENSIÓN GENERADOR FASE C	REL	2:OB40			ExpSCA	13031:MMEA	ExpHMI	30032
GUARLZ01_04	INTENSIDAD GENERADOR FASE A	REL	3:OB40			ExpSCA	13032:MMEA	ExpHMI	30033
GUARLZ01_05	INTENSIDAD GENERADOR FASE B	REL	4:OB40			ExpSCA	13033:MMEA	ExpHMI	30034
GUARLZ01_06	INTENSIDAD GENERADOR FASE C	REL	5:OB40			ExpSCA	13034:MMEA	ExpHMI	30035
GUARLZ01_07	FRECUENCIA GENERADOR	REL	6:OB40			ExpSCA	13035:MMEA	ExpHMI	30036

ANEXO 4.4 SEÑALES ANALÓGICAS INGRESADA EN CATCONFIG (HOJA 2/2)





**UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.**



DIAGRAMA DE CONDICIONES INICIALES DE LA  
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO (HOJA 2/2)

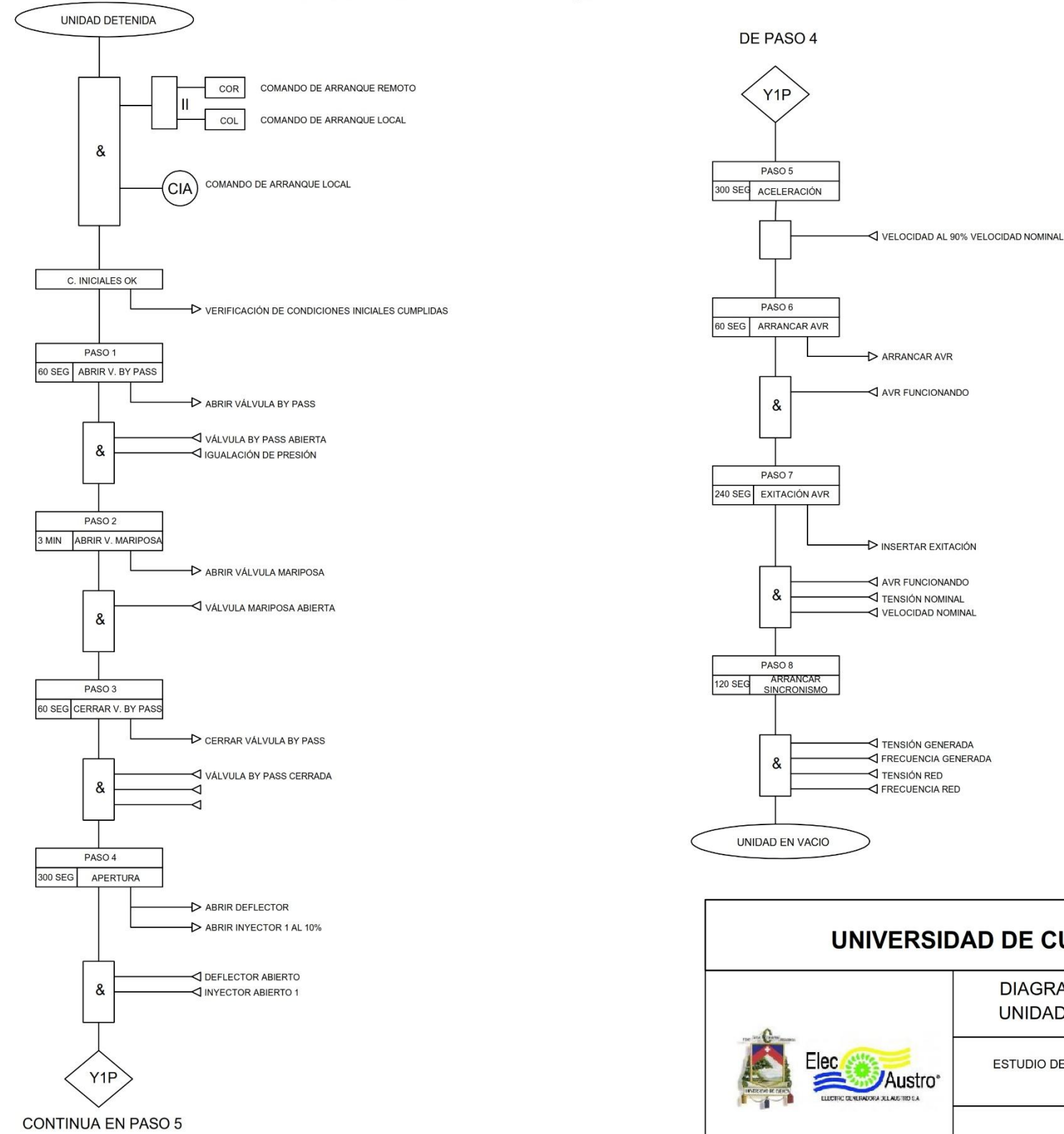
ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA  
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

DIBUJO: J. CAJISACA - J. GOMÉZ

ANEXO 4.5



SECUENCIA DE ARRANQUE



UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.

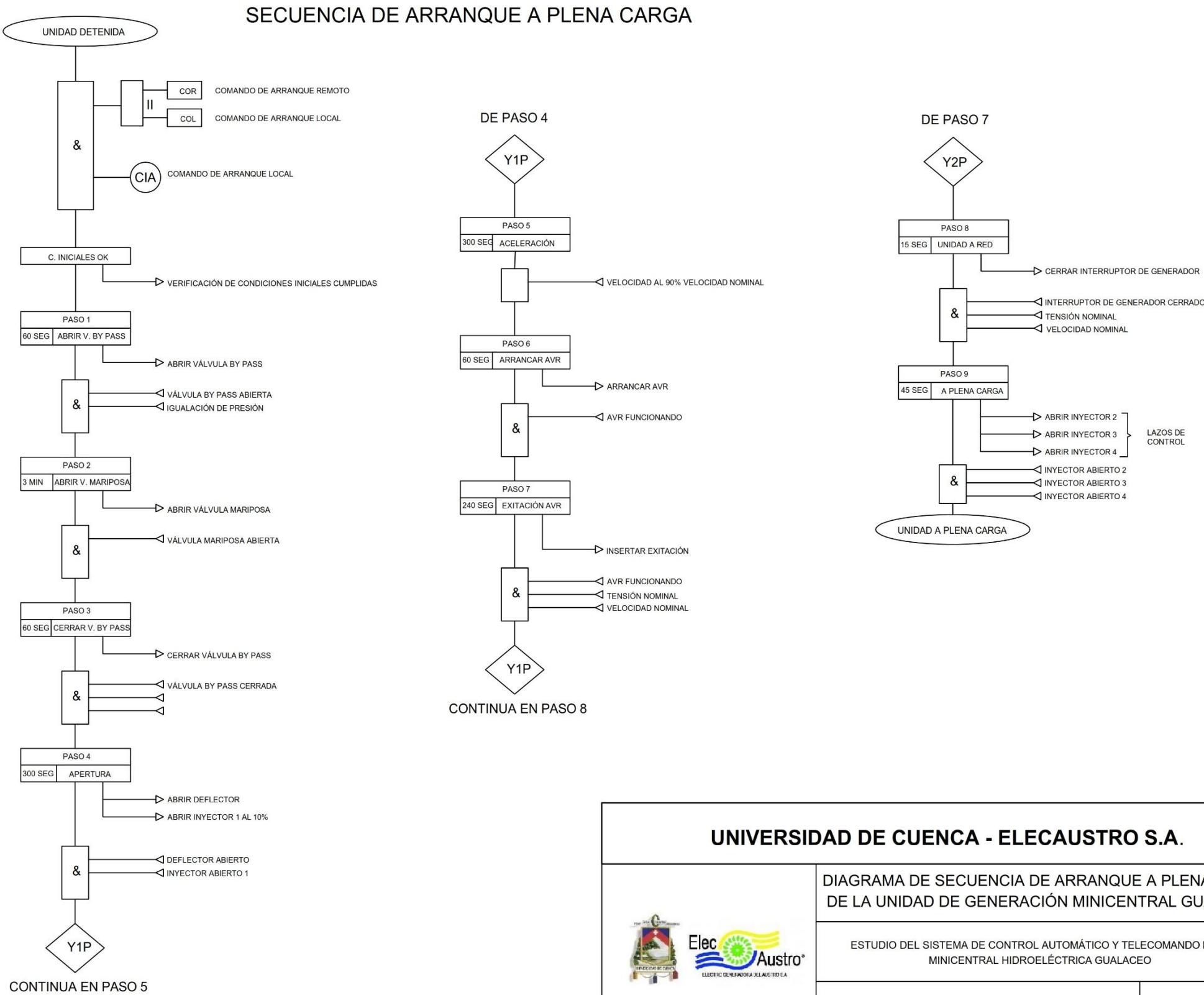
DIAGRAMA DE SECUENCIA DE ARRANQUE PARA LA  
UNIDAD DE GENERACIÓN MINICENTRAL GUALACEO

ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA  
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

DIBUJO: J. CAJISACA - J. GOMÉZ

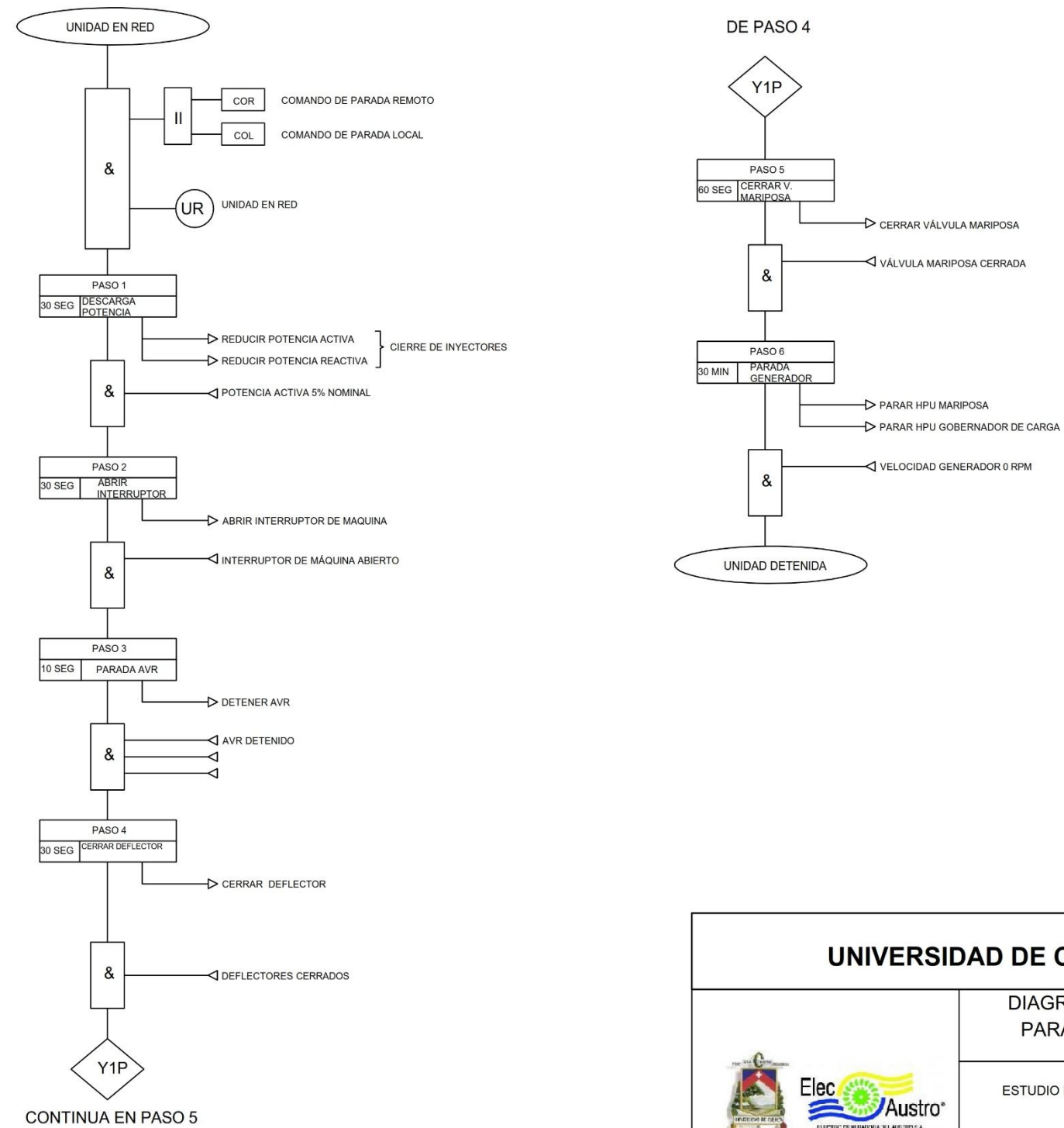
ANEXO 4.6





UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.		
	DIAGRAMA DE SECUENCIA DE ARRANQUE A PLENA CARGA DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN MINICENTRAL GUALACEO	
	ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO	
	DIBUJO: J. CAJISACA - J. GOMÉZ	ANEXO 4.7

## SECUENCIA DE PARADA NORMAL



### UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.

DIAGRAMA DE SECUENCIA DE PARADA DE NORMAL  
PARA LA UNIDAD DE GENERACIÓN MINICENTRAL  
GUALACEO

ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA  
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

DIBUJO: J. CAJISACA - J. GOMÉZ



ANEXO 4.8





SECUENCIA DE PARADA DE EMERGENCIA



UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.		
 	DIAGRAMA DE SECUENCIA DE PARADA DE EMERGENCIA PARA LA UNIDAD DE GENERACIÓN MINICENTRAL GUALACEO	
	ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO	
	DIBUJO: J. CAJISACA - J. GOMÉZ	ANEXO 4.9

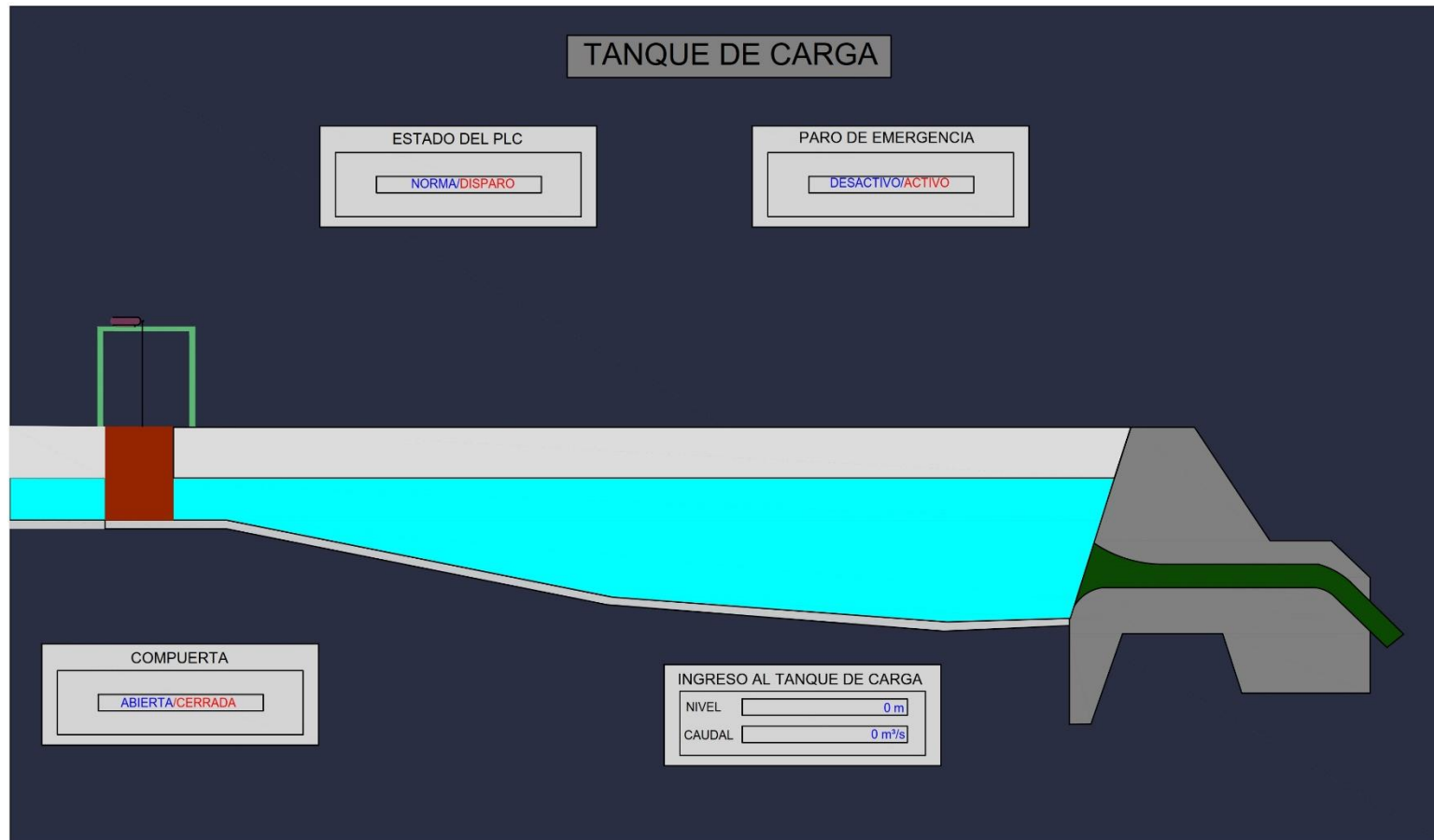


UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

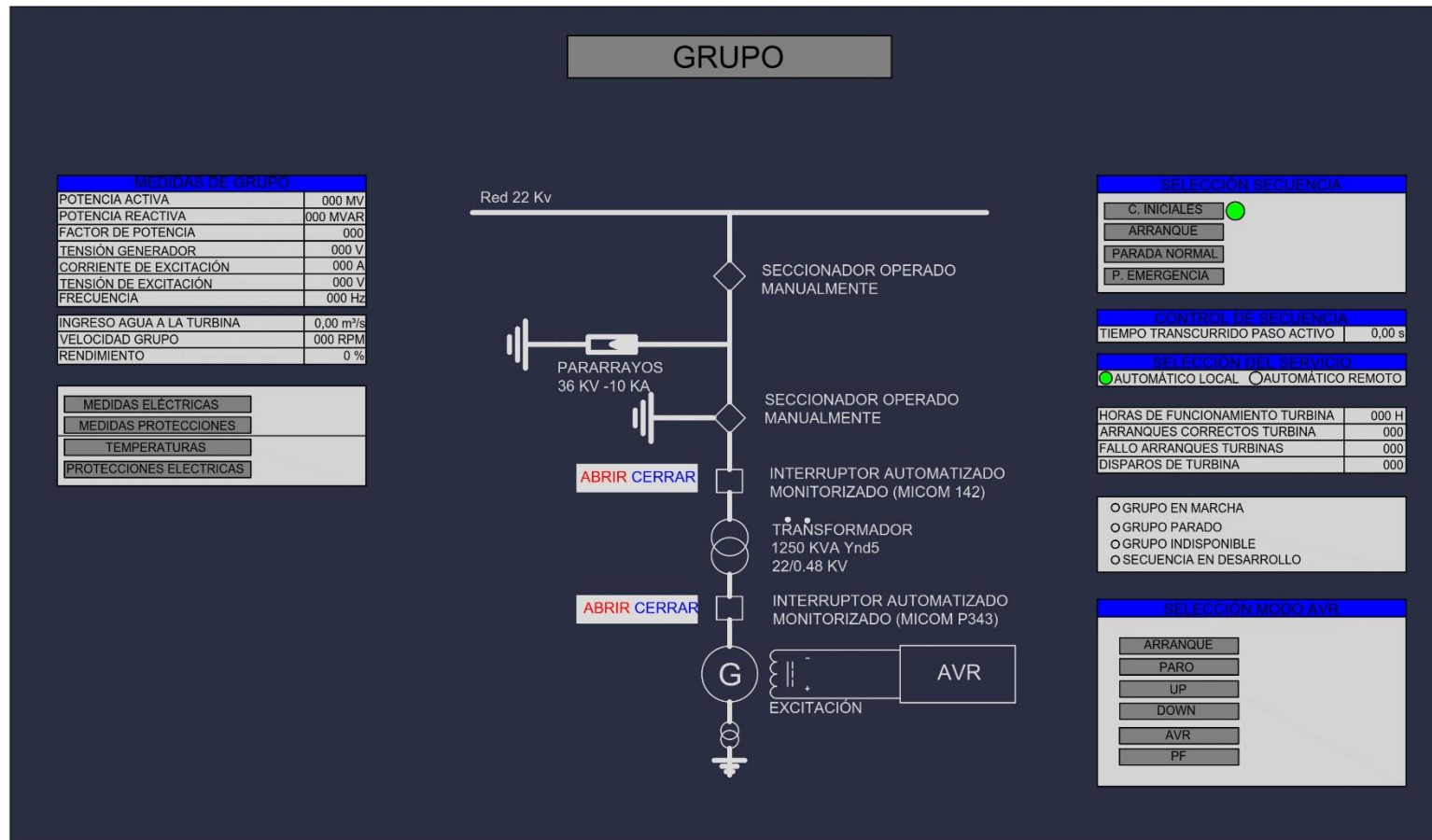
# ANEXOS

## CAPITULO

### 5



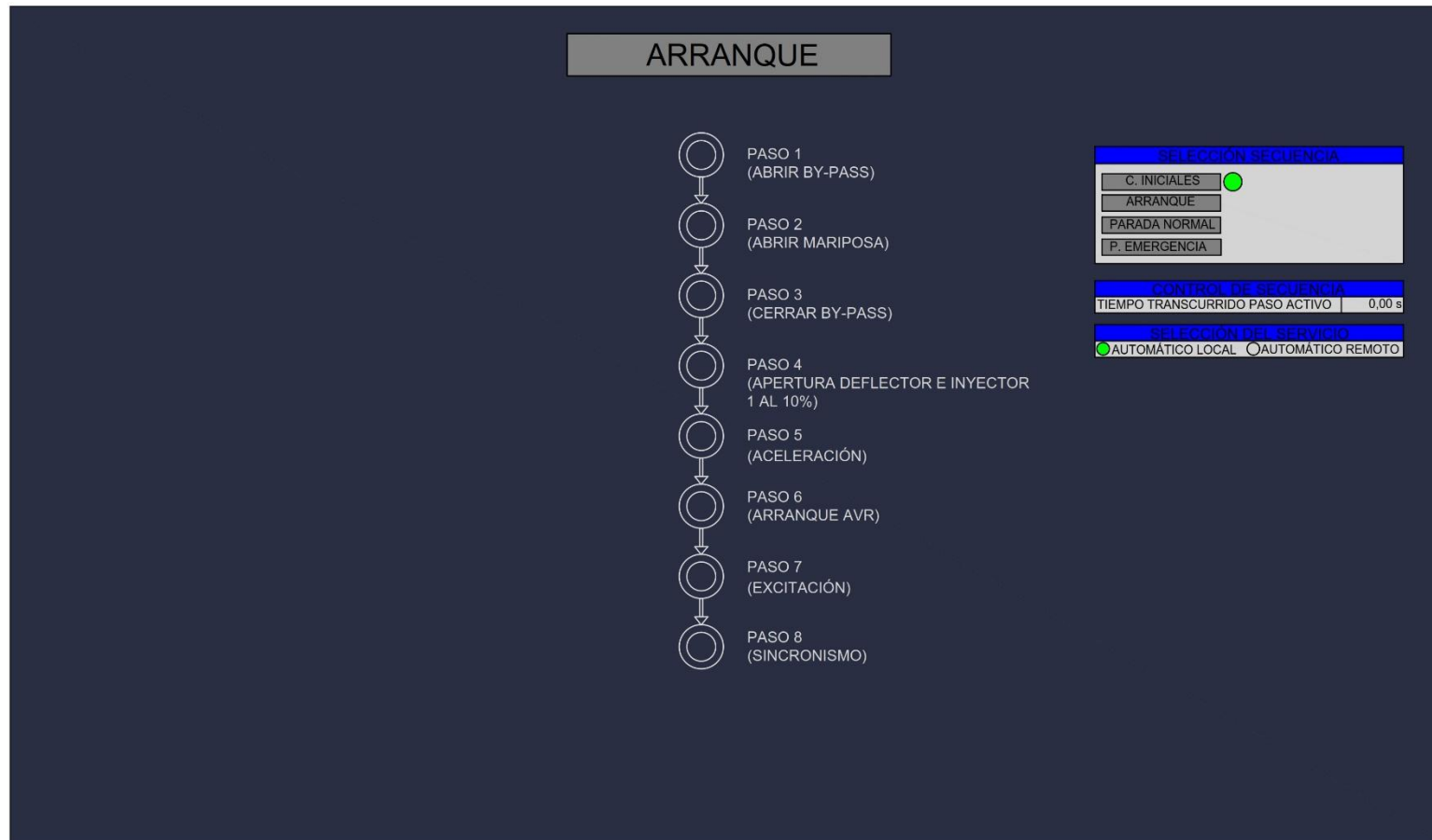
Anexo 5.1 Tanque de carga



ANEXO 5.2 UNIFILAR DE GRUPO



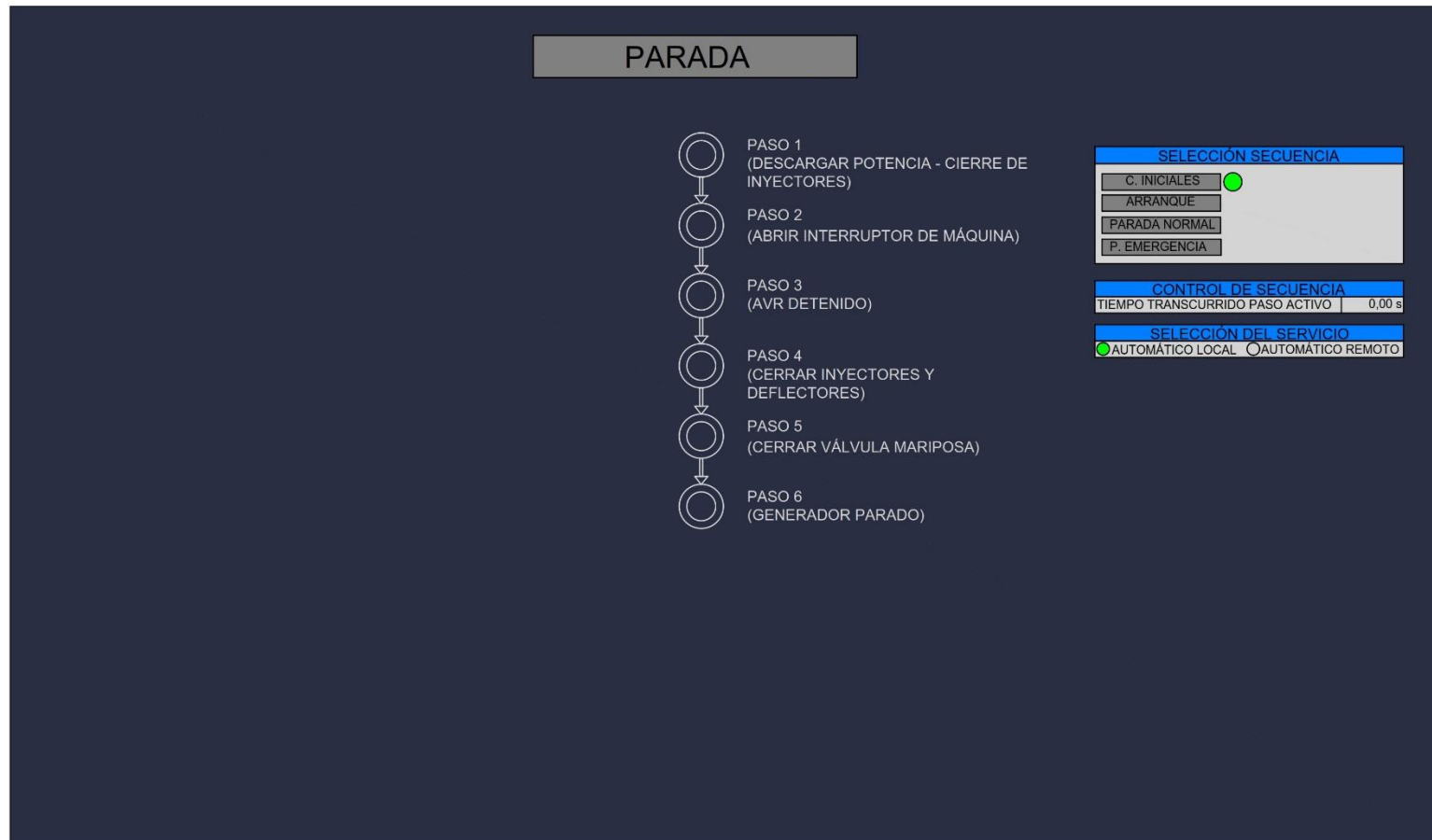
UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



ANEXO 5.3 SECUENCIA DE ARRANQUE



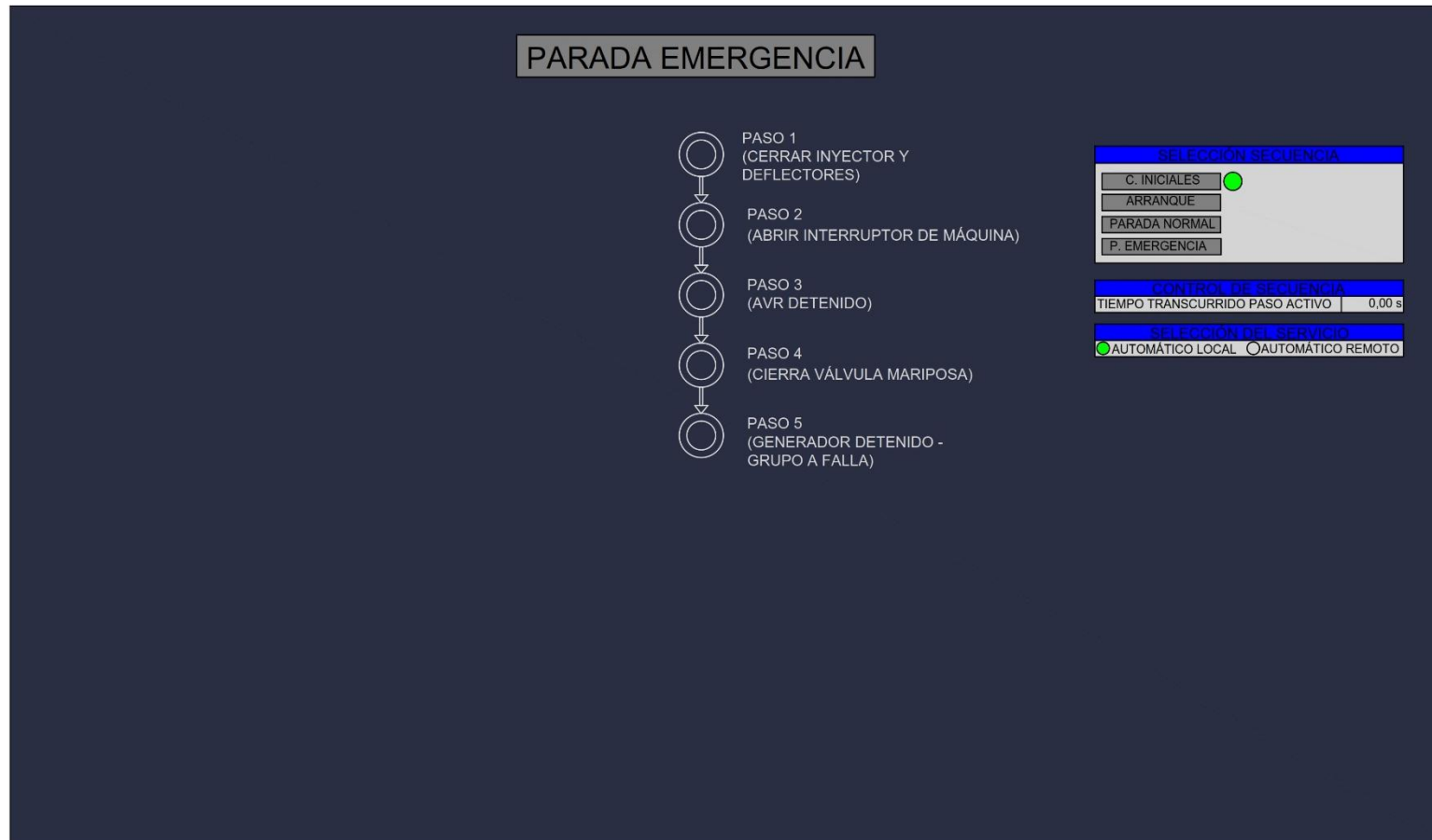
UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



ANEXO 5.4 PARA NORMAL



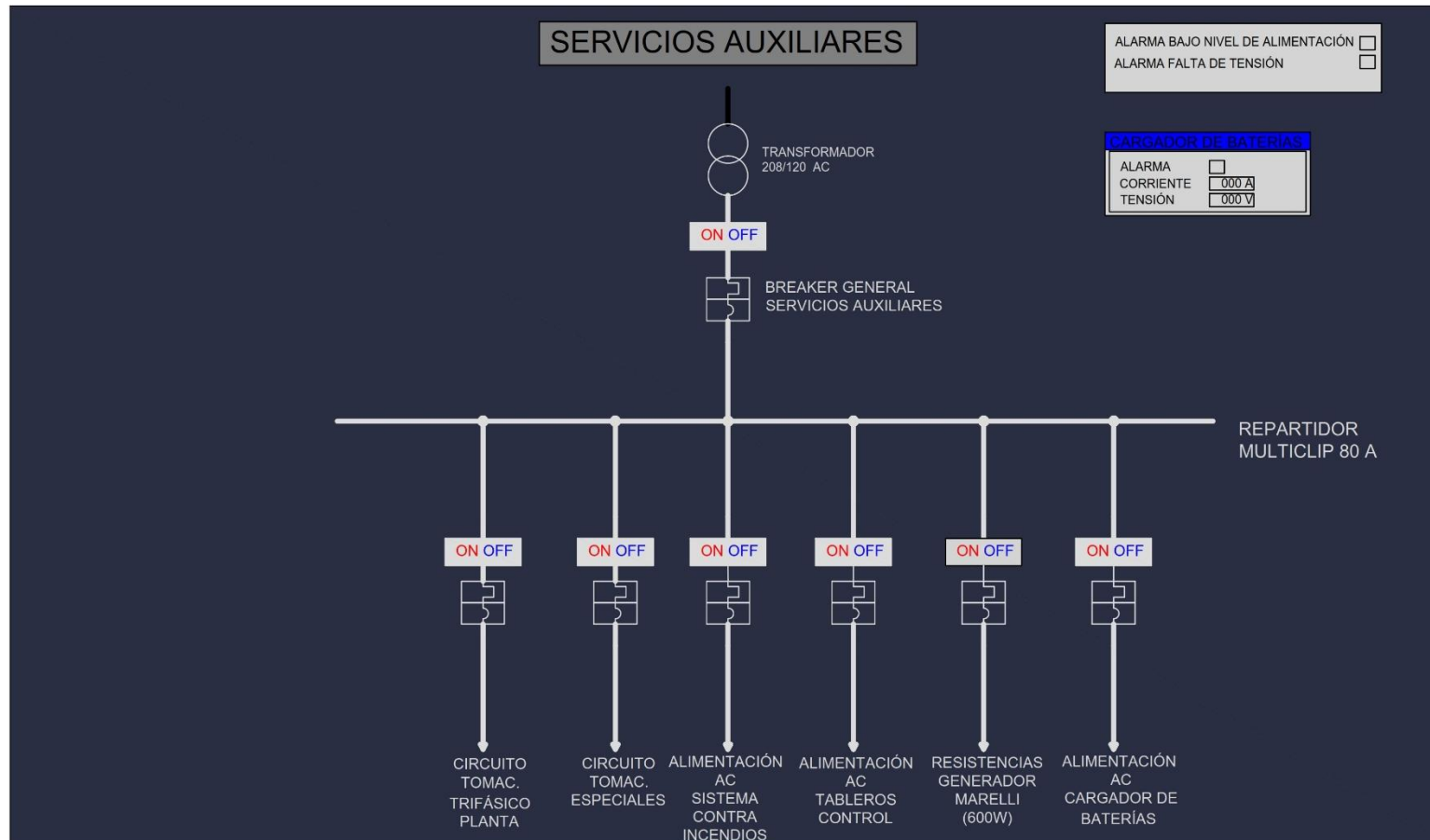
UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



ANEXO 5.5 PARADA DE EMERGENCIA

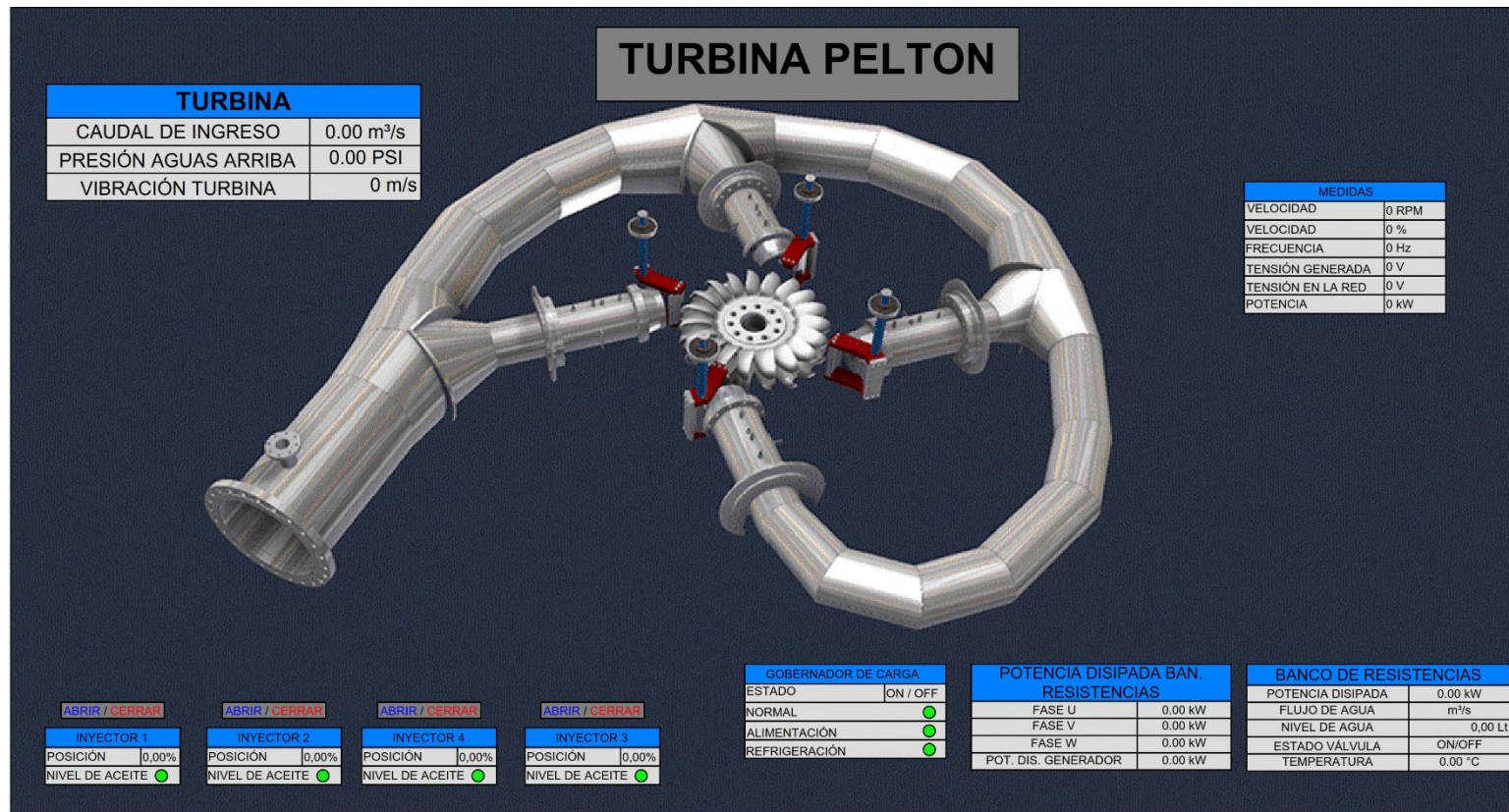


UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



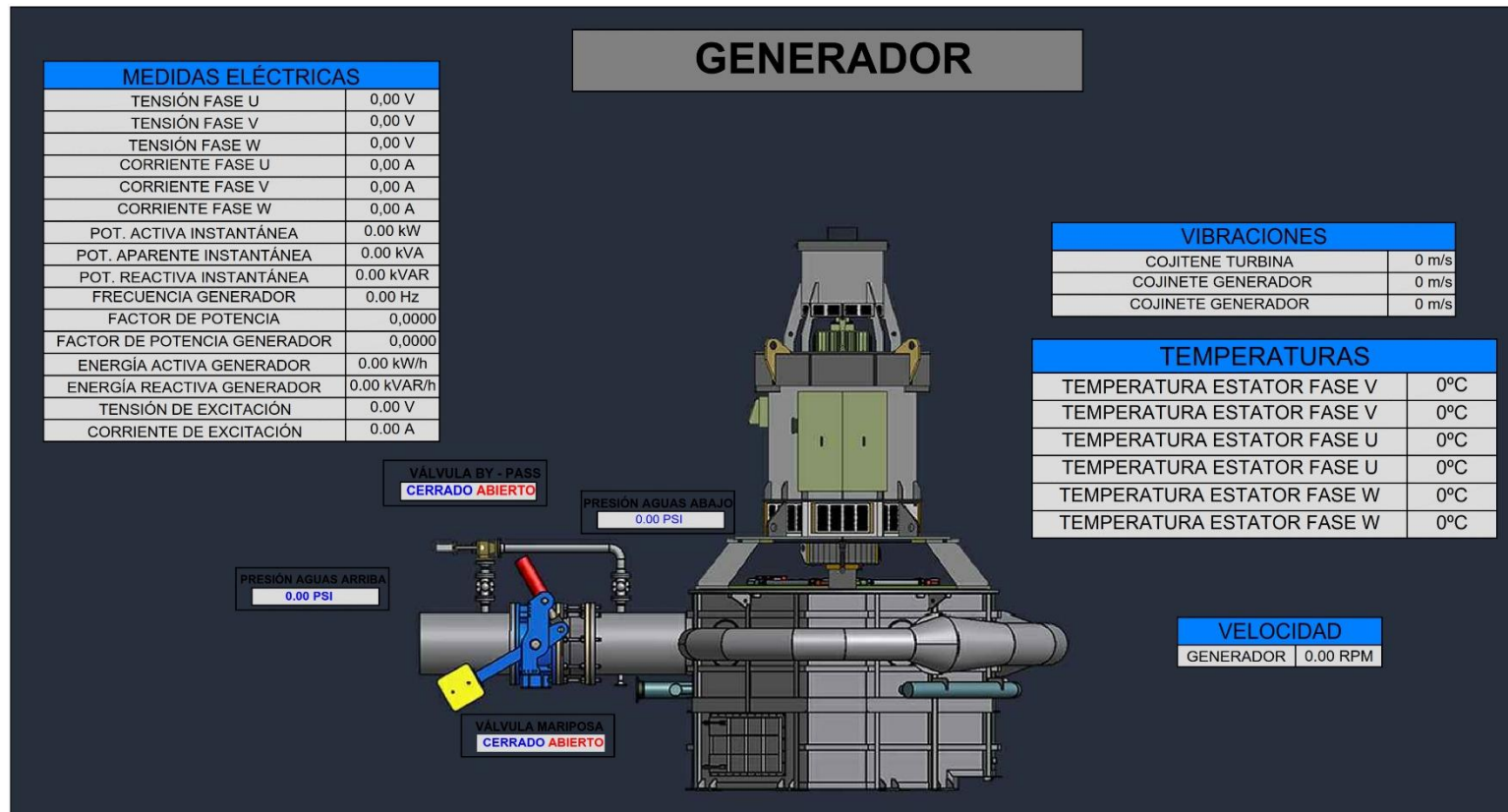
ANEXO 5.6 SERVICIOS AUXILIARES






## ANEXO 5.7 TURBINA

Imagen tomada de Scada Saymirín



ANEXO 5.8 GENERADOR  
Imagen tomada de Scada Saymirín






## ARRANQUE - PASO 1

☐ ABRIR BY-PASS  
☐ VÁLVULA BY-PASS ABIERTA  
☐ PRESIÓN IGUAL

88:88:88

88/88/8888



## ARRANQUE - PASO 2

☐ ABRIR VÁLVULA MARIPOSA  
☐ VÁLVULA MARIPOSA ABIERTA

88:88:88

88/88/8888

ANEXO 5.9 PASOS SECUENCIA DE ARRANQUE (HOJA 1/4)



## ARRANQUE - PASO 3

- ☐ CERRAR VÁLVULA BY-PASS
- ☐ VÁLVULA BY-PASS CERRADA

88:88:88

88/88/8888



## ARRANQUE - PASO 4


- ☐ ABRIR DEFLECTORES
- ☐ DEFLECTORES ABIERTOS
- ☐ LAZO DE CONTROL INYECTOR 1
- ☐ INYECTOR 1 ABIERTO

88:88:88

88/88/8888

### ANEXO 5.9 PASOS SECUENCIA DE ARRANQUE (HOJA 2/4)




**ARRANQUE - PASO 5**

☐ Velocidad generador 90%

88.88.88

88/88/8888

**ARRANQUE - PASO 6**

☐ ARRANCAR AVR  
☐ AVR FUNCIONADO

88.88.88

88/88/8888

ANEXO 5.9 PASOS SECUENCIA DE ARRANQUE (HOJA 3/4)



## ARRANQUE - PASO 7

- ☐ INSERTAR EXCITACIÓN
- ☐ VELOCIDAD NOMINAL
- ☐ TENSIÓN NOMINAL

88.88.88

88/88/8888



## ARRANQUE - PASO 8

- ☐ VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO (25)
- ☐ INTERRUPTOR GENERADOR CERRADO
- ☐ VELOCIDAD NOMINAL
- ☐ TENSIÓN NOMINAL

88.88.88

88/88/8888

### ANEXO 5.9 PASOS SECUENCIA DE ARRANQUE (HOJA 4/4)





## ARRANQUE A PLENA CARGA - PASO 9

- ☐ LAZO CONTROL INYECTOR 2
- ☐ LAZO CONTROL INYECTOR 3
- ☐ LAZO CONTROL INYECTOR 4

88:88:88

88/88/8888



## ARRANQUE A PLENA CARGA - PASO 10

- ☐ GENERADOR A PLENA CARGA

88:88:88

88/88/8888

### ANEXO 5.10 PASOS SECUENCIA DE ARRANQUE A PLENA CARGA



## PARADA NORMAL - PASO 1

- ☐ CERRAR INYECTORES
- ☐ REDUCIR POTENCIA ACTIVA
- ☐ REDUCIR POTENCIA REACTIVA
- ☐ POTENCIA ACTIVA <50 KW

88:88:88

88/88/8888



## PARADA NORMAL - PASO 2

- ☐ ABRIR INTERRUPTOR DE GENERADOR
- ☐ INTERRUPTOR ABIERTO

88:88:88

88/88/8888

### ANEXO 5.11 PASOS SECUENCIA PARADA NORMAL (HOJA 1/3)





## PARADA NORMAL - PASO 3

- ☐ DETENER AVR
- ☐ AVR DETENIDO

88:88:88

88/88/8888



## PARADA NORMAL - PASO 4

- ☐ DEFLECTORES CERRADO
- ☐ INYECTORES CERRADOS

88:88:88

88/88/8888

### ANEXO 5.11 PASOS SECUENCIA PARADA NORMAL (HOJA 2/3)



## PARADA NORMAL - PASO 5

- ☐ CERRAR VÁLVULA MARIPOSA
- ☐ VÁLVULA MARIPOSA CERRADA

88:88:88

88/88/8888



## PARADA NORMAL - PASO 6

- ☐ DETENER HPU MARIPOSA
- ☐ HPU MARIPOSA DETENIDO
- ☐ DETENER HPU GOBERNADOR DE CARGA
- ☐ HPU GOBERNADOR DE CARGA DETENIDO
- ☐ VELOCIDAD GENERADOR 0

88:88:88

88/88/8888

### ANEXO 5.11 PASOS SECUENCIA PARADA NORMAL (HOJA 3/3)



## ALARMAS PLC

- ☐ FALLO EN TARJETA DI1
- ☐ FALLO EN TARJETA DI2
- ☐ FALLO EN TARJETA DI3
- ☐ FALLO EN TARJETA DO1
- ☐ FALLO EN TARJETA DO2
- ☐ FALLO EN TARJETA AI1
- ☐ FALLO PLC

88:88:88

88/88/8888



## ALARMAS TRANSFORMADOR

- ☐ DISPARO TEMPERATURA ACEITE
- ☐ DISPARO TEMPERATURA DEVANADO
- ☐ NIVEL DE ACEITE
- ☐ DISPARO BUCHHOLZ

88:88:88

88/88/8888

### ANEXO 5.12 ALARMAS (HOJA 1/2)



## PROTECCIONES GENERADOR

- ☐ SINCRONISMO (25)
- ☐ PERDIDA DE CAMPO (40)
- ☐ SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA INVERSA(46OC)
- ☐ SOBRECARGA TERMICA(49)
- ☐ FALLA A TIERRA DEL ESTATOR (59N)
- ☐ SOBRECORRIENTE DEPENDIENDO DE LA TENSIÓN(51V)
- ☐ BAJA TENSION (27)
- ☐ SOBRETENSIÓN (59)
- ☐ PROTECCION DE FALLA A TIERRA DEL ROTOR (64R)
- ☐ FRECUENCIA NORMAL (81)
- ☐ POTENCIA INVERSA (32)
- ☐ DIFERENCIAL DEL GENERADOR (87G)
- ☐ FALLA RELÉ DE PROTECCIONES
- ☐ 78

88:88:88  
88/88/8888



## PROTECCIONES LINEA

- ☐ SOBRECORRIENTE FASE (50/51)
- ☐ SOBRECORRIENTE DE TIERRA (50/51)
- ☐ SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE (67)
- ☐ SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA (67)
- ☐ CABLE ROTO
- ☐ INVERSIÓN DE FASES

88:88:88  
88/88/8888

### ANEXO 5.12 ALARMAS (HOJA 2/2)



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIDAD DE GENERACIÓN										
Hora	MV	MVAR	TENSIÓN (kV)	AMPERIOS			FACTOR DE POTENCIA	FRECUENCIA (Hz)	TENSIÓN EXCITACIÓN (V)	CORRIENTE DE EXCITACIÓN (A)
				R	S	T				
1:00										
2:00										
3:00										
4:00										
5:00										
6:00										
7:00										
8:00										
9:00										
10:00										
11:00										
12:00										
13:00										
14:00										
15:00										
16:00										
17:00										
18:00										
19:00										
20:00										
21:00										
22:00										
23:00										
0:00										

ANEXO 5.13 REPORTE ELECTRICO (HOJA 1/2)



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ENERGIA BRUTA (KW/h)

	UNIDAD
Lectura Ayer	
Lectura Hoy	
Total producido	

NOVEDADES DE INGRESO Y SALIDA			
FECHA	ESTADO	MOTIVO	OBSERVACIÓN

ANEXO 5.13 REPORTE ELECTRICO (HOJA 2/2)



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIDAD DE GENERACIÓN														
Hora	temperaturas									Presión distribuidor	Caudal	Vibración		
	fases						cojinetes					Axial	radial	radial
	u	u	v	v	w	w	empuje	empuje lateral D	empuje lateral N					
1:00														
2:00														
3:00														
4:00														
5:00														
6:00														
7:00														
8:00														
9:00														
10:00														
11:00														
12:00														
13:00														
14:00														
15:00														
16:00														
17:00														
18:00														
19:00														
20:00														
21:00														
22:00														
23:00														
0:00														

ANEXO 5.14 REPORTE MECANICO

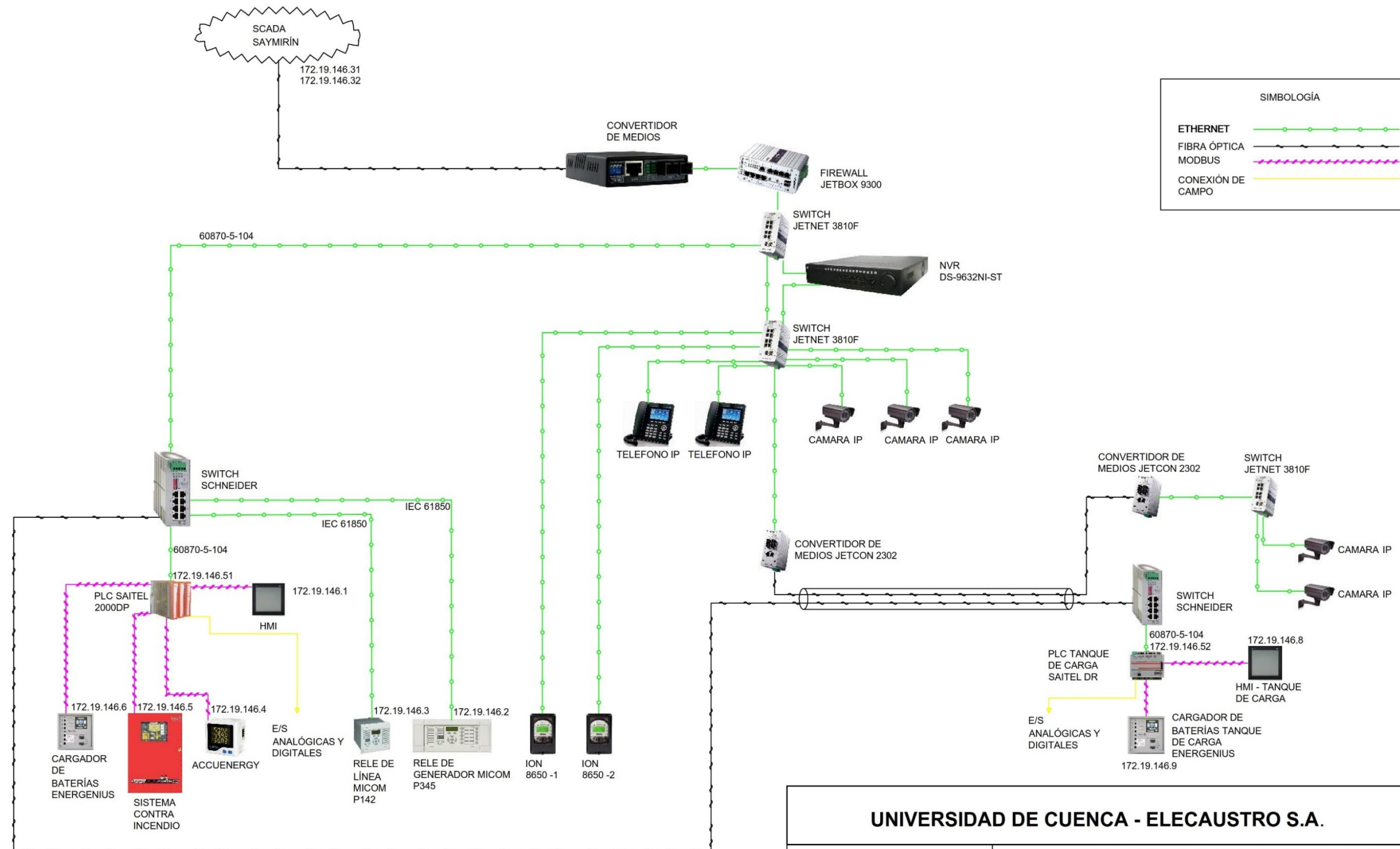


UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# ANEXOS

## CAPITULO 6





**UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.**



**DIAGRAMA DE COMUNICACIONES PARA LA  
MINICENTRAL GUALACEO**

ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO Y TELECOMANDO DE LA  
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

DIBUJO: J. CAJISACA - J. GOMÉZ

ANEXO 6.1



## GLOSARIO

INECEL: Instituto Nacional de Electrificación  
ELECAUSTRO: Electro Generadora del Austro S.A.  
MEER: Ministerio de Electricidad y Energías Renovables  
IEEE: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica  
IHM: Interfaz Humano Máquina  
SCADA: Supervisión, Control y Adquisición de Datos  
PLC: Controlador Lógico programable  
CENACE: Centro Nacional de Control de Energía  
CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad  
MEM: Mercado Eléctrico Mayorista  
SIN: Sistema Nacional Interconectado  
SNT: Sistema Nacional de Transmisión.  
ICCP: Protocolo de intercambio de información computador – computador entre centros de control.  
SEP: Sistema Eléctrico de Potencia  
V: Tensión  
I: Intensidad o corriente  
Hz: Unidad de frecuencia  
E/S: Entrada/Salida  
AI: Señal Analógica de Entrada  
DI: Señal Digital de Entrada  
DO: Señal Digital de salida  
VDC: Tensión de Corriente Continua  
VAC: Tensión de Corriente Alterna  
CPU: Unidad Central de Procesamiento  
VLL: Tensión Línea a Línea  
VLN: Tensión Línea a Neutro  
Ip: Limite de Corriente de Falla  
ASCII: Código Estándar Estadounidense para el Intercambio de Información  
USB: Bus Serial Universal  
RS232: Recommended Standard 232  
RS485: Recommended Standard 485  
LAN: Red de Área Local  
WAN: Red de Área Amplia  
OSI: Open System Interconnection  
ARP: Protocolo de Resolución de Direcciones  
ICMP: Protocolo de Mensajes de Control de Internet  
IP: Protocolo de Internet  
TCP: Protocolo de Control De Transmisión  
UDP: Protocolo de Datagramas de Usuario  
SCTP: Protocolo de Transmisión para el Control de Flujo



HTTP: Hiper Text Transfer Protocol  
NVR: Sistema de Vigilancia con Cámaras IP  
HDPE: Polietileno de Alta Densidad (High Density Polyethylene)  
ISO: Organización Internacional de Normalización  
ASTM: American Section of the International Association for Testing Materials  
SCR: Rectificador Controlado de Silicón  
PID: Proporcional-Integral-Derivativo  
HPU: Unidad de Potencia Hidráulica  
FP: Factor de Potencia  
IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.  
IP: International Protection  
AVR: Regulador Automático de Tensión  
PF: Regulador de Factor de Potencia  
VAR: Regulador de Potencia Reactiva  
FCR: Regulador de Corriente de Excitación  
TC: Transformador de Corriente  
TP: Transformador de Tensión  
kV: Kilo Voltios  
kA: Kilo Amperios  
INEN: Instituto Ecuatoriano de Normalización  
IED: Dispositivo Eléctrico Inteligente  
NPFA: Norma para la Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo  
UCPG: Unidad de Control del Grupo de Generación  
UCPTC: Control Sistema Tanque de Carga  
TFTP: Protocolo de Transmisión de Archivos Trivial  
FTP: Protocolo de Transferencia de Archivos  
DNS: Resolución de Nombre de Domicilio  
SMTP: Correo electrónico  
DTE: Terminal de Datos  
DCE: Equipo de Comunicación  
HUB: Concentrador de Nodos  
UTP: Unshielded Twisted Pair  
LED: Diodo Emisor de Luz  
EPA: Enhanced Performance Architecture  
APCI: Application Protocol Control Information  
ASDU: Unidad de Datos que Intercambia el Nivel de Aplicación entre el Maestro-Eslavo.  
APDU: Unidad de Datos del Protocolo de Aplicación  
IOA: Information Object Address  
CAA: (Common Address of ASDU) dirección común de ASDU  
SCL: Substation Configuration Language  
CDC: Tipo de Datos Comunes  
LN: Nodos Lógicos



SSD: System Specification Description.  
SCD: Substation Configuration Description  
ICD: IED Capability Description.  
CID: Configured IED Description.  
GOOSE: Generic Object Oriented Substation Event  
GSE: Eventos Genéricos de la Subestación  
GSSE: Generis Substation State Event  
RAT: Regulador Automático de Tensión (Voltaje)  
UEL: Limitador de mínima excitación  
UEL: Limitador de máxima excitación  
PSS: Estabilizador de sistema de Potencia  
RAV: Regulador Automático de Velocidad  
RTU: Unidad de Transmisión Remota  
PC: Computadora Personal  
AGA: Secuencia de arranque generador  
PNG: Secuencia de parada normal generador  
PEG: Secuencia de parada emergencia generador  
XML: Lenguaje de Marcas Extensible  
DNP: Distributed Network Protocol  
PSI: Libra-Fuerza Por Pulgada Cuadrada  
RPM: Revoluciones Por minuto